

国际电气工程先进技术译丛



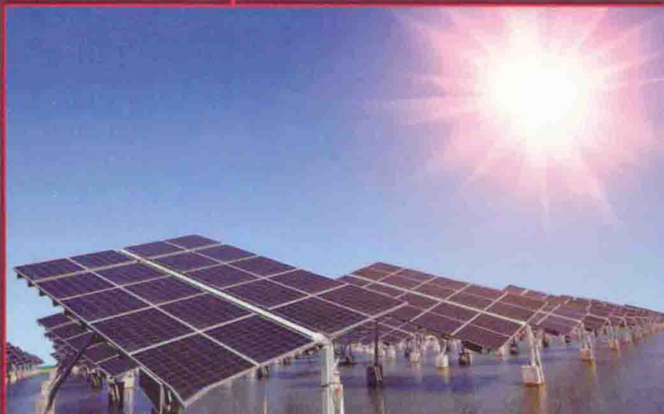
太阳能光伏并网发电系统

Grid-Connected Solar Electric Systems

（澳）Geoff Stapleton
Susan Neill 著
王一波 郭靖 译









机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

国际电气工程先进技术译丛

太阳能光伏并网发电系统

（澳）Geoff Stapleton
Susan Neill 著
王一波 郭 靖 译



机 械 工 业 出 版 社

本书比较全面地介绍了光伏系统的设计基础和实践经验。全书共分16章。第1~6章阐述了太阳能辐射、光伏发电技术、光伏器件及系统部件等基础知识。第7~12章深入探讨并网光伏系统选址、设计、安装、调试、运行和维护等技术细节。第13章详细介绍并网光伏系统的经济性及财政补贴。第14章剖析了7个案例及其考虑因素。第15、16章为读者提供了丰富的在线知识资源和专业术语。

本书可作为高等院校新能源专业和电力专业高年级学生的教材，并可作为光伏系统设计人员和工程人员的参考书。

图书在版编目（CIP）数据

太阳能光伏并网发电系统/（澳）斯泰普尔顿（Stapleton，G.），（澳）尼尔（Neill，S.）著；王一波，郭靖译．—北京：机械工业出版社，2014.3

（国际电气工程先进技术译丛）

书名原文：Grid-connected solar electric systems

ISBN 978-7-111-46067-1

Ⅰ.①太…　Ⅱ.①斯…②尼…③王…④郭…　Ⅲ.①太阳能发电－系统工程　Ⅳ.①TM615

中国版本图书馆CIP数据核字（2014）第043742号

机械工业出版社（北京市百万庄大街22号　邮政编码100037）

策划编辑：付承桂　责任编辑：闾洪庆　版式设计：赵颖喆

责任校对：闫玥红　封面设计：马精明　责任印制：乔　宇

北京机工印刷厂印刷（三河市南杨庄国丰装订厂装订）

2014年5月第1版第1次印刷

169mm×239mm · 12.25印张 · 242千字

0 001—3 000册

标准书号：ISBN 978-7-111-46067-1

定价：58.00元

凡购本书，如有缺页、倒页、脱页，由本社发行部调换

电话服务	网络服务
社服务中心：(010)88361066	教材网：http://www.cmpedu.com
销售一部：(010)68326294	机工官网：http://www.cmpbook.com
销售二部：(010)88379649	机工官博：http://weibo.com/cmp1952
读者购书热线：(010)88379203	**封面无防伪标均为盗版**

译 者 序

世界太阳能光伏发电系统在近五年里保持连续高速增长，到2012年世界光伏发电累积装机容量已经达到102GW，并且成为增长速度最快的发电技术，光伏发电在20多个国家实现平价上网。2012年，我国光伏发电装机容量已经步入世界前列，随着国家关于分布式光伏发电政策的陆续出台，预计不久光伏系统将进入千家万户。

本书是一部适合不同专业水平人员阅读的书籍，全面介绍了光伏系统的电气基础、关键部件、系统设计安装、维护与故障排除、经济性与市场化等方面的相关知识，是一部难得的专业技术书籍。此时把本书翻译成中文版，满足了读者对光伏系统基础知识和专业资料的迫切需求，同时我们希望本书能够填补人们在并网光伏发电系统方面的知识。

本书是受机械工业出版社委托，由王一波和郭靖共同翻译。机械工业出版社付承桂和诸多同志为出版本书付出了辛勤的努力，在此表示诚挚的感谢。

我们希望本书的翻译和出版对于我国光伏系统方面的教学科研和工程实践能有所帮助。由于时间和水平有限，难免存在许多不足之处，敬请读者批评指正。

译 者

原书前言和致谢

世界太阳能光伏并网发电系统市场从2006年的1.55GW增长到了2010年的11.86GW。2010年的数据代表着在2006年数据的基础上增长了665%。

不难预见，普通公众以及商人、技术人员和其他职业人员将会需要太阳能光伏并网发电系统各个方面的信息，因为他们将会看到在市郊和大型屋顶上架设起的这些系统，还希望了解太阳能发电如何影响他们的生活。

太阳能光伏并网发电系统为什么能工作、如何工作，以及对电网体现出什么价值，在缺乏基础技术和工程信息的背景下，这些问题可能会被误解。正如在不断增长的太阳能光伏并网发电系统市场上可以亲眼所见的，太阳能组件和配套产品（如逆变器、支架结构等）的技术及产业化现在已经成熟。产品需求正在逐年增长，产业也在健康良性地向前发展，因此许多厂商转移到这个技术市场，驱动了价格的下降。世界各国的政府针对可再生能源引入了多种多样的经济驱动政策，影响太阳能发电系统的典型政策有补贴、上网电价和可赎回型可再生能源信用额度。

Global Sustainable Energy Solutions 公司很荣幸在此刻受到 Earthscan 出版社邀请来编写本书，因为各种产品的市场需求清晰表明一种对不同层次信息的需求。

本书适合想要了解太阳能光伏并网发电系统的任何人。本书从太阳辐射及其起源开始，介绍了光伏组件、太阳能发电系统、系统组成、系统安装，直到这些系统的经济性。

感谢在本书完成过程中贡献了时间和/或信息的许多人：Caitlin Trethewy 从撰写本书第一天起就从事收集信息、研究、撰写内容和各章统稿的工作，直到本书终稿；Global Sustainable Energy Solutions 私人有限公司的员工们为本书做出了贡献；Pamela Silva 的贡献在于从美国来到澳大利亚的这段时间；Anthony Allen 的贡献在于技术性图纸；我们信任所有图片提供者，并致以谢意；给我们提供案例研究信息和照片的公司及个人如下：Blair Reynolds，BMC Solar 公司（www.bmcsolar.com）；Briana Green 和 Green Solar 集团公司（www.greensolargroup.com.au）；Frank Jackson、Paul Barwell、Tony J. Almond 和 Planet Energy Solutions 公司（www.planetenergy.co.uk）。

目　录

第 1 章　太阳能发电介绍

现代生活的方方面面几乎都要依靠电力。随着技术的进步，从烹饪和洗碗机到运动器械、娱乐设施，几乎我们使用的所有东西都包含电子电路。然而，社会对电力的依赖性也逐渐带来问题：常规化石燃料储备正在消逝，气候变化危害越来越实际，史无前例地出现对替代能源的迫切需求。太阳能发电从太阳获得能量用来发电，这是一种很有吸引力的发电方式，可以转移我们对化石燃料发电的依赖性。

本书探讨如何把太阳能转换成电力，并用于向家庭、城市供电。本书首先介绍太阳能资源，包括地球表面的太阳能、太阳能资源的量化描述和太阳能发电系统的能量捕获。本书还探讨了把阳光转换成电力的不同技术，以及如何进行建筑并网光伏系统的设计、安装和发电。

1.1　为什么使用太阳能发电

自从工业革命以来，发达国家使用化石燃料的数量始终在增长。然而，在过去的 20 年里，两个重要问题已经出现。第一个问题是关于化石燃料资源不足和能源安全。人们已经接受当前世界石油储备是一种限制性资源，并且随着印度等国家需要更多电力来提高工业化程度和促进中产阶级萌芽，石油需求还将增长。这种增长将产生对有限资源的巨大需求。另外，这些资源价格变化频繁。太阳能发电等可再生能源技术的驱动力正是增长的能源需求以及与持续上升的石油价格脱钩的需要。太阳能发电的魅力是它几乎不需要运行费用：在完成初期投资以后，能源几乎是免费的，而化石燃料必须长期采购，并且各种迹象表明价格将持续走高。

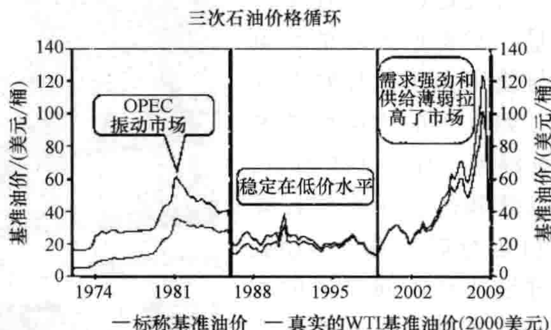


图 1-1　在过去 30 年里原油价格持续上涨，并且预期将持续增长（来源：Chris Laughton，数据来自 IEA）

第二个问题是人为导致的气候变化（也有人称作全球变暖），燃烧化石燃料将把二氧化碳、甲烷等温室气体释放到大气中，这引起地球

气候的变化和天气模式的改变，这一理论已被人们广泛接受。科学家预测受气候变化影响，将会出现洪水、干旱等更加极端的天气，全球平均温度也将升高。这自然会影响到地球上生存的植物和动物。发达国家和发展中国家的各级政府已经认识到亟须采取国际行动来消除人为导致气候变化的影响。这些行动包括减少化石燃料的使用，从而减少温室气体的排放。为了促使这些行动成功，使用更清洁、排放更低的技术来代替化石燃料是一种重要贡献。因此，风力发电、太阳能发电等可再生能源技术将在减少全球温室气体排放的过程中扮演重要角色，并且有可能成为未来世界能源供应结构的重要部分。

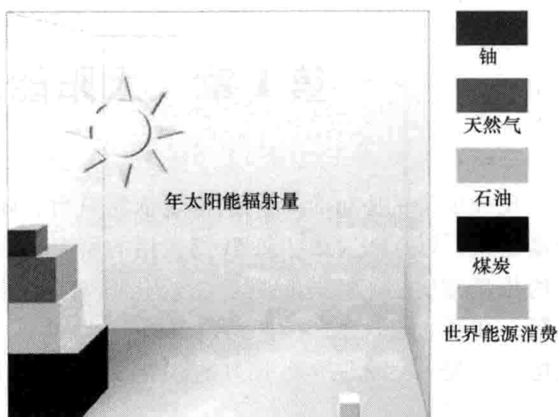


图 1-2 每年地球接收到大量的太阳辐射，足以满足当前能源消耗量的 1000 倍（来源：www. solarpraxis. com）

1.2 什么是太阳能发电系统

太阳能发电系统用来获取太阳能，也称为光伏（Photovoltaic，简写为 PV）系统。“Photovoltaic”一词来源于拉丁语 photo（光）和 voltaic（能量）。光伏器件捕获阳光中的能量，并转换成电力，也就是说它们使用阳光能量。不要把太阳能发电系统与使用太阳能加热其他物质（如水）的太阳能热利用系统混淆。如图 1-3 所示，发电系统和热利用系统在外表上和运行时有很大差别。下面讨论几种不同类型的太阳能发电系统，本书重点介绍向电网馈送电力的太阳能发电系统（即并网太阳能发电系统）。



图 1-3 一名电气工程师正在安装太阳能系统，左侧是太阳能热水系统，右侧是太阳能发电系统（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

1.2.1　离网系统

离网（或独立）太阳能发电系统被设计来替代或者补充常规供电电源，通常用在农村或边远地区，这些地区由于电网延伸成本太高而缺少供电电源。离网系统使用太阳能电力向蓄电池充电，在需要时再使用存储的电力。然后，使用蓄电池向灯具、水泵、冰箱等家用电器供电，蓄电池可以直接向低压电器（如 12V 直流电灯）供电，或者通过连接在蓄电池上的逆变器把蓄电池电压转换成等效交流电，用于常规交流电器（如计算机、电视机、收音机等）。

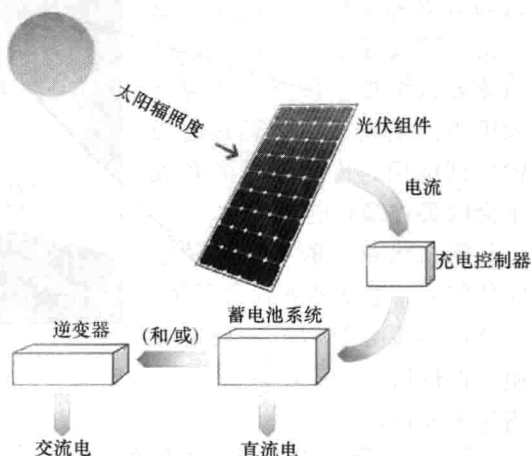


图 1-4　某离网系统的布局（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

离网系统规模可以小到单块光伏组件、蓄电池和控制器组成的系统，大到与复杂控制设备和大型备用发电机组配合使用的价格不菲的大型系统。第 15 章将深入介绍离网系统。


图 1-5　对于生活在类似西撒哈拉（该系统所在地）的发展中国家农村地区的人们来说，小型离网太阳能发电系统通常是最便捷、最具成本效益的供电方式（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 1-6　独立太阳能发电系统中的蓄电池组（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

1.2.2　并网系统

并网或电网交互太阳能发电系统是本书的重点。与离网系统不同，并网系统并非用来替代电网。并网系统通常出现在电网已经覆盖的城镇地区，光伏系统发出的电力馈入电网，而不是存储在蓄电池里。在这种系统中，电网作为一种储能介质，当建筑物需要电力时，电网可以注入电力。这种系统的一个重要好处是不用像离网

系统那样，要为了完全满足建筑物的电力需求而提供全部电力。建筑物可以由光伏系统供电，也可以由电网或两者组合起来供电，这意味着系统规模按照业主需要可大可小。光伏系统的剩余电力将输出到电网，许多地区的系统业主会购买这部分电力。

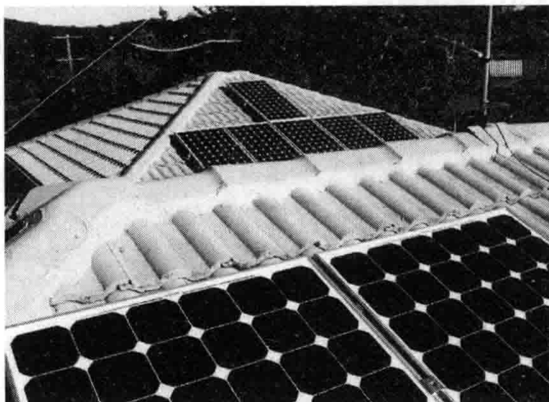


图 1-7 并网光伏系统在城镇地区更加普遍（来源：Green Solar Group）

并网光伏系统的主要元件包括光伏阵列、逆变器和计量系统。除了这些主要元件以外，还需要电缆、汇流箱、保护设备、开关、雷击保护和标识。

1.2.2.1 集中式并网光伏系统

现有电力系统由使用煤炭、天然气、水或柴油等不同能源资源的集中式发电站组成，通过输电线路和配电系统向终端用户供电。发电站直接接入输电线路，而发电站发出电力的消费却在终端用户所在的工厂、商店和家庭等实际地点。

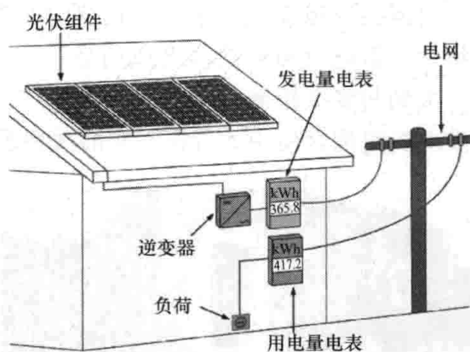


图 1-8 典型的小型并网光伏系统（总电量计量的案例）。并网光伏系统使用照射光伏阵列的阳光产生直流功率，再通过逆变器转换成交流功率，交流功率通过电表馈送给电网（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

集中式并网光伏系统的运行方式与此相同。大型光伏发电站直接接入输电线路。并网集中式光伏系统可以小到50kWp，但是近年来欧洲已经了建成了60MWp的大型系统。也有公司计划建设1GWp以上的并网光伏发电厂，不久还将有许多光伏发电厂建成。

1.2.2.2 分布式并网光伏系统

正如名称所指，这类并网光伏系统分布在电网当中。这是最常见的光伏系统类型，因此也是本书的重点。这有两种典型系统：商业化系统和居民住宅系统。

商业化系统一般大于10kWp，建设在工厂、商业设施、办公楼、购物中心等建筑物上。在典型情况下，这类系统所发电力被建筑物内部负荷消耗，因此不向电网输出剩余电力。

居民住宅系统指那些家庭安装的系统，一般小于商业化系统，典型规模在1～

5kWp 之间。这类系统所发电力首先被日间房屋内的负荷消耗，剩余电力馈入电网，向附近建筑物供电。



图 1-9　西班牙阿里坎特 5.6MWp 集中式光伏系统（来源：SMA Solar Technology AG）

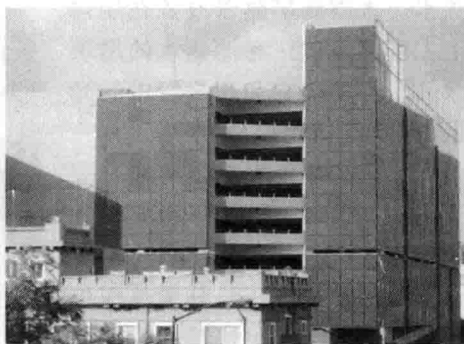


图 1-10　位于加利福尼亚州圣迭戈的一个 40kWp 商业化并网光伏系统。由于屋顶用作停车场，光伏组件垂直安装（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 1-11　一个居民住宅光伏系统（来源：Green Solar Group）

1.3　其他太阳能技术

太阳能发电系统只是当前用于获取太阳能的诸多技术中的一种。下面介绍其他主要技术。尽管它们均使用太阳能，但每种技术在运行、设计和安装上存在很大差别。

1.3.1　太阳能热发电

太阳能热发电通过多种不同途径使用太阳热量，而不是使用阳光。由于太阳能热发电在某些应用情况下对常规发电具有成本竞争力，无论其小型应用还是大型应用都变得非常突出。

1.3.2 太阳能热水

太阳能热水是太阳能的最常用形式之一。太阳能通过“太阳能集热器”来加热水。太阳能集热器放置在屋顶上，可能还包括存储热水的屋顶水箱，不要把它和用来发电的光伏组件相互混淆。

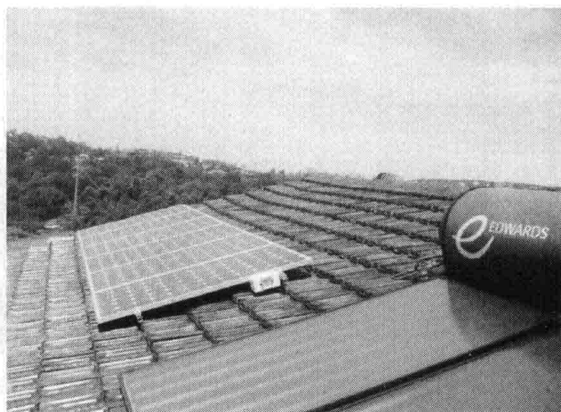


图 1-12 该系统包括太阳能发电系统（后面）和带储水箱的平板太阳能热水系统（前面）（来源：Green Solar Group）

太阳能热水集热器有两种主要类型。最常见的是平板式，一块深色的大平板收集热量，而水从下面的管道流过。热量从深色平板传递给水，足够热的情况下在水箱中加热成蒸汽。

最近，真空管（另一种集热器）逐渐普及，这种集热器使用圆柱管道，水从中流过。管道有一个内管和一个外管，两者之间抽成真空，从而保证绝热，减少水到周围的热量损失。第 15 章将深入介绍太阳能热水系统。

1.3.3 聚光太阳能发电

聚光太阳能发电（Concentrated Solar Power，CSP）是一种大规模太阳能热发电形式。然而，CSP 是一种高效率的发电厂，发出电力并送入电网，而不是用来生产热水。CSP 使用大型镜面把太阳光线聚焦到一个中心点（通常是一根管子），聚集热量用来加热水，产生的蒸汽用来驱动蒸汽机发电。CSP 在大规模应用时具有很好的经济性，通常作为发电厂，向电网馈送电力。这种技术已经在美国加利福尼亚州莫哈韦沙漠使用多年，如今出现在西班牙等许多地区。



图 1-13 一个带真空管集热器的太阳能热水系统（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

国际上对 CSP 技术的兴趣非常强烈，并且出现了用熔融盐替代水作为储热介质的新潮流。太阳能发电的一个主要问题是电力存储非常昂贵，然而熔融盐能够存储 CSP 系统的能量长达数小时，因此即使在太阳不再提供能量的夜间也能够发出电力。这种储能形式要比通常用于存储光伏能量的蓄电池明显便宜。

1.3.4 被动式太阳能设计

被动式太阳能设计指以尽可能利用太阳能为目的的建筑物设计。被动式太阳能设计在世界各地各不相同，但其基本思路是在夏天把阳光隔离在室外，在冬天把阳光引入室内，从而减小人工制冷和/或制热的需求。

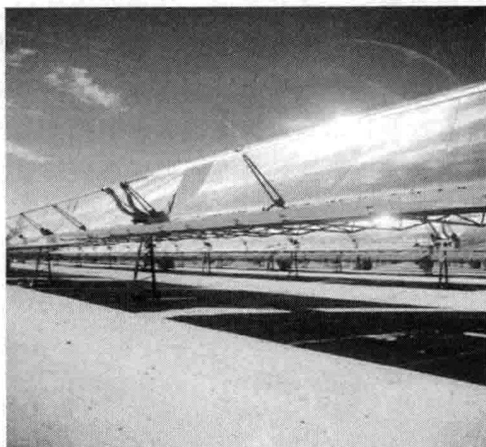


图 1-14 安装在美国内华达州沙漠中的一个 CSP 系统。抛面镜把阳光聚焦在镜子前方的细长管上，加热管子中流动的水

- 落叶树木和葡萄树十分有用，如果种植在太阳直接照射的地点，则它们在夏天可给这片区域遮阴，而在冬天树叶落尽，阳光可以照射和加热这片区域。
- 屋檐和遮阳棚的设计也可以做到在夏季（天空中的太阳位置较高）遮挡窗户，而在冬季（天空中的太阳位置较低）使阳光加热建筑。屋檐还应该涂成浅色，从而在夏季反射阳光。如果涂成深色，则这些材料将吸收光线并被加热。
- 在夏季打开窗户，让清凉的微风进入室内；而在冬季应当关闭窗户，起到隔绝热空气的作用。窗户应根据当地风向来放置，即如果夏季通常吹东北风，窗户应

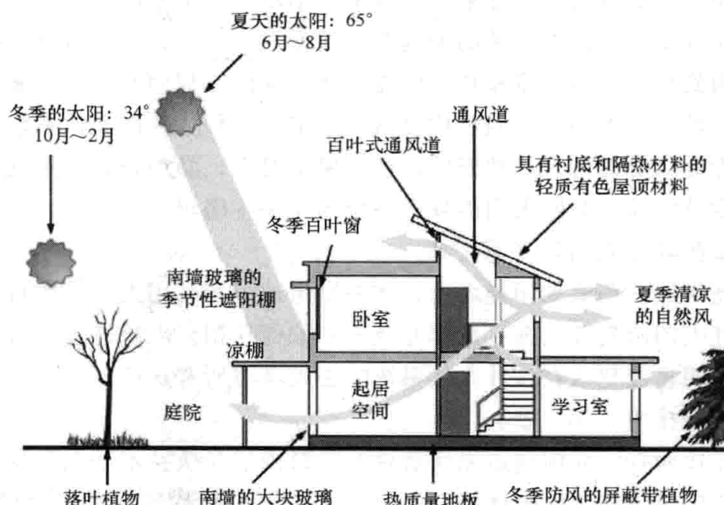


图 1-15 多种被动式太阳能技术获得能量的途径：其中一些技术非常简单，而其他技术要从建筑物开始设计时就要集成进去（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

当放在建筑物的北侧和东侧，从而获得微风。

• 不管室外温度如何波动，要保持建筑物处在适宜的温度，热质和隔热材料非常重要。这个道理很简单，与冬季关上窗帘来防止热量从窗户逃逸是一个道理。

所有这些技术均可以降低人工制热或制冷的需求，并且减少建筑物能耗。它们作为太阳能发电系统的补充，形成能效建筑，使用更少的电力，向电网输出更多的太阳能电力。

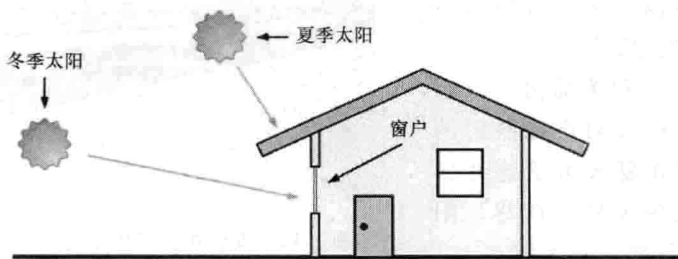


图 1-16 如果正确设计屋檐，可在夏季阻止阳光进入窗户，而在冬季可使阳光加热建筑（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

1.4 如何使用本书

涉足太阳能产业有可能十分艰辛。本书清晰地介绍了并网光伏系统使用的术语和技术。对于需要采购这类系统的家庭和建筑开发商来说，本书概述了在设计和安装过程中会遇到什么。对于希望在太阳能行业从业的工程师和电气师来说，本书是介绍性材料。然而，本书不应当替代受认证的培训课程。并网光伏系统只应当由所在国认证的专业人员进行设计和安装；在任何情况下，必须查询当地规范和国家标准。下面的章节概述了并网太阳能发电系统的相关主题。

太阳能资源和太阳辐射（第 2 章）

在使用光伏器件获取太阳能之前，掌握给定地点的可用太阳能数量是十分重要的。本章概述太阳能资源数据：从哪儿获得和如何使用。太阳能资源按照时间、地点和日期出现明显变化，在设计光伏系统时必须考虑所有这些因素。

光伏产业和技术（第 3 章）

什么是光伏器件？如何制造光伏器件？本章探讨光伏技术基础和现有的许多不同光伏技术，以及各种技术的优势和弱点。本章还包括购置光伏组件的重要信息，例如应遵循的标准和认证、光伏组件的质保内容。

光伏电池、组件和阵列（第 4 章）

为了设计和安装光伏阵列，需要很好地掌握光伏电池电气特性知识。本章探讨

光伏电池如何组成光伏组件，以及光伏组件连接成阵列的不同方式。通过案例计算，演示如何确定光伏阵列的输出电压和电流。

逆变器和其他系统元件（第 5 章）

除了光伏阵列以外，组成光伏系统还需要许多其他元件。逆变器用来把光伏阵列输出的直流电转换成适合电网的交流电。逆变器有多种不同类型，本章讨论了它们的不同用途。本章还将讨论连接各元件的电缆、光伏汇流箱和组件接线盒（用来连接导线和组件电缆）。本章还将介绍用于确保系统安全的保护和分断设备，防雷保护，入网电力流过的电量表，向系统业主提供电力输出相关信息的监控装置。

安装系统（第 6 章）

安装系统用来把光伏系统固定在一个表面上，第 6 章将讨论屋顶安装系统和地面安装系统。光伏阵列的安装方式有多种，最终决定使用哪种安装方式，通常要基于性能和美观的折中考虑。本章描述不同系统，并探讨折中处理方式。

现场评估（第 7 章）

当建筑业主决定购置光伏系统，接下来应当进行彻底的现场评估。设计师将评估现场的尺寸、太阳能资源等重要物理特性，从而确定最佳系统设计方案。

并网光伏系统的的设计（第 8 章）

在成功完成现场评估之后，必须进行系统设计。本章探讨一些重要的设计过程，例如响应设计要点，通过参考当地规范、计算、软件以及分析当地条件，选择系统元件。

光伏系统的容量配置（第 9 章）

本章演示逆变器和阵列匹配计算，并保证两者安全地协调运行。还将显示在计及典型系统损耗条件下如何计算光伏系统输出。两个案例计算将显示完整过程。

并网光伏系统的安装（第 10 章）

光伏系统安装将参考各个元件的安装进行介绍。本章结尾将讨论光伏系统接入电网的相关要求。

系统试运行（第 11 章）

本章描述启动光伏系统并向电网送出电力的过程。在这个过程中安全性最重要，这包括光伏系统的全面目测检查，然后是电气测试，最后是系统试运行（在接入电网条件下）。这个过程很大程度上取决于当地规范。然而，本章给出了可能需要的检测和测试的粗略描述。

系统的运行与维护（第 12 章）

在试运行之后，许多光伏系统可以运行数十年不出问题。然而，为了保证系统总是运行在最佳状态，常规维护检查十分重要。本章概述了常见的维护工作以及应当由谁完成。如果出现问题，就需要进行故障排查；这可能有些困难，通常应当由有资质的专业人员完成。

并网光伏系统的市场化与经济性（第 13 章）

除了光伏系统的技术细节以外，熟悉光伏系统的经济性是太阳能专业人员的一个重要工作部分。本章概述全世界范围内给予光伏系统业主的金融激励政策类型，以及在哪里可以找到详细信息。本章还演示了如何利用这些信息来计算光伏系统的回收期。

案例研究（第14章）

第14章列举了世界范围内各种类型的并网光伏系统，演示了各种原则如何应用在真实生活中。

第2章　太阳能资源和太阳辐射

纵观历史，人类与太阳之间已经建立了牢固的联系。许多史前文化把太阳尊崇为神，现代科学证实了太阳及其能量对地球上的生命至关重要。太阳能发电通常是科幻小说的主题：艾萨克·阿西莫夫的短篇小说“最后问题”（1956年）设想一个环绕地球的1mile[㊀]宽的小型太阳能采集器供应了地球的全部电力，在2061年发射，还有一些小说探讨了太阳能发电在长距离空间旅行中的应用。现代太阳能技术的进步使这类科幻故事更加接近现实，而未来技术可能仅仅受限于想象力。

2.1　太阳能资源

太阳是地球上几乎所有能量的源泉，阳光是一种直接形式，还有风、波浪等间接形式。甚至我们如今开采的煤炭资源，也曾经是活着的植物，它们获得能量的途径是光合作用：阳光、二氧化碳和水转换为碳水化合物的过程。太阳看似无穷无尽的能源供应是由被称为核聚变的过程所驱动，在这个过程中多个氢原子结合形成一个氦原子，并释放出巨大的能量。氦原子还可以和其他氦原子或氢原子结合，释放出更多能量。

日心产生的能量以电磁辐射的形式释放出来。电磁辐射有许多形式，包括微波（应用在微波炉中）、无线电波（应用在电信中）和可见光。太阳电池的设计聚焦在捕获可见光能量。

专栏2.1　功率和电能

电功率的单位是瓦(W)。功率单位瓦等于电压(伏)与电流(安)的乘积。

功率(W)＝电压(V)×电流(A)　$P = V \times I$

千瓦(kW)是大功率的单位，如1000 W＝1kW。

电能定义为一段时间上的工作容量或功率。

电能(Wh)＝功率(W)×时间(h)　$E = P \times t$

大量电能或电气工作表示为kWh，简单地说就是功率乘以使用时间。太阳辐射数据单位通常使用kWh/m^2，这是在全太阳(太阳辐射1000W)下$1m^2$表面1h接收到的太阳能数量。

功率和电能概念之间的差异很重要，因为能量利用是决定在给定时间内可再生能源系统输出的基础条件。

举例：

60W的照明灯保持照明12h，灯泡将消耗电能720Wh或0.720kWh：

$$60W \times 12h = 720Wh$$

㊀ 1mile（英里）＝1609.344m，后同。

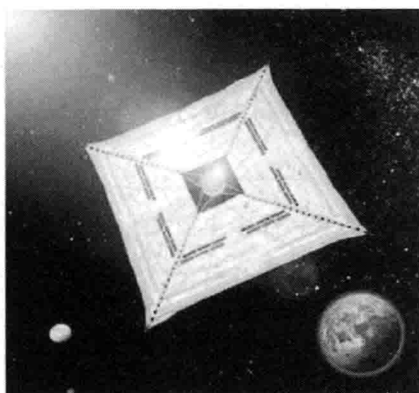


图 2-1　2010 年 5 月 21 日启动的伊卡洛斯任务（IKAROS，太阳辐射加速的星际风筝）。这个太阳能风筝的特点是用一个大型太阳帆供电，从太阳辐射中接收额外的动力（来源：日本宇航研发局，JAXA）



图 2-2　太阳释放了大量电磁辐射——光伏器件为这些能量转换为电力提供了一条有效途径（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 2-3　白色可见光可分成许多颜色，每种颜色的光线具有不同的波长/频率和能量。紫光能量最高，而红光能量最低

2.2　太阳辐射的量化

虽然太阳发出的辐射相当均匀，但是地球表面接收到的辐射却有很大变化，其原因有地球轨道（形成季节的原因）、自转（形成昼夜的原因）和特定区域的反射率（后续介绍）。光伏阵列的设计者需要量化特定现场全年接收的太阳辐射数量。单位面积每天接收的太阳能数量称为曝辐量，单位可以是 kWh/m^2/天或者太阳峰时数（PSH，后续介绍）。注意，大多数光伏阵列按一定角度倾斜放置在水平面上，水平面曝辐量不同于光伏阵列倾斜面曝辐量，通常水平面和不同倾角的数据都需要。

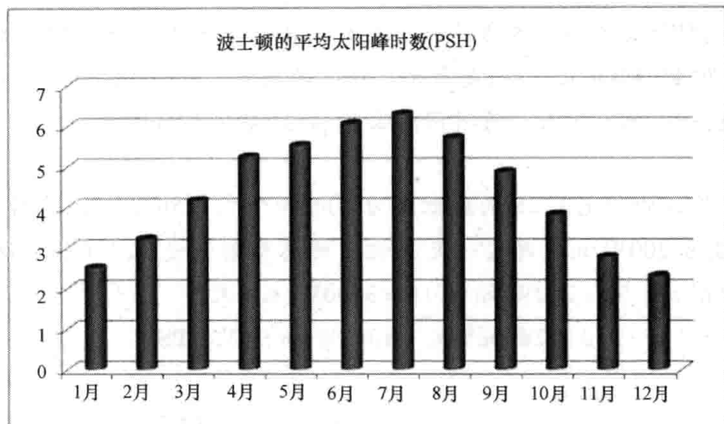


图 2-4 马萨诸塞州波士顿的水平面实测全年平均太阳峰时数（PSH）。全年的曝辐量变化很大，夏季的曝辐量翻倍，因此夏季光伏组件输出功率大幅增加。这些数据是水平面的曝辐量，而在远离赤道的城市，水平放置并不理想。倾角取纬度角可以保证倾斜面更直接地朝向太阳，从而接收到更多辐射——第 7 章和第 9 章将介绍光伏组件的最佳倾角（来源：大气科学数据中心，NASA）

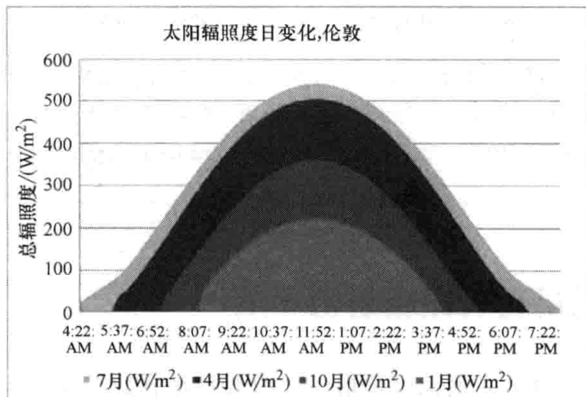


图 2-5 英国伦敦的水平面日辐照度（W/m^2）以及随着月份、时间的变化。太阳能全天都在变化，峰值出现在一天的中午（来源：PVGIS© 欧盟，2001—2008）

专栏 2.2 太阳辐射术语

太阳峰时数（PSH）：日辐射量通常称为日 PSH（或全日照时数）。某天的 PSH 是按额定功率（kW/m^2）工作的小时数，等同于这一天的总能量。术语峰值日照时数也可能用到。

辐射量：单位面积在给定时间（每日、每月或每年）内接收到的太阳辐射能量总量。

日照量：辐射量的另一术语。一个表面上在一段时间内接收到的太阳辐射数量。太阳峰时数（kWh/m^2/天）是每天日照量的度量。

辐照度：一个表面上在任意时间的太阳辐射，单位 W/m^2。

举例：

如果接收到的阳光是2h的辐照度为1000W/m^2，1.5h的辐照度为600W/m^2，1h的辐照度为200W/m^2，则这一天接收到的总辐射量是3.1 PSH：$1000W/m^2 \times 2h + 600W/m^2 \times 1.5h + 200W/m^2 \times 1h = 3100W/m^2$/天

$$3100W/m^2/天 \div 1000W/m^2 = 3.1\ PSH$$

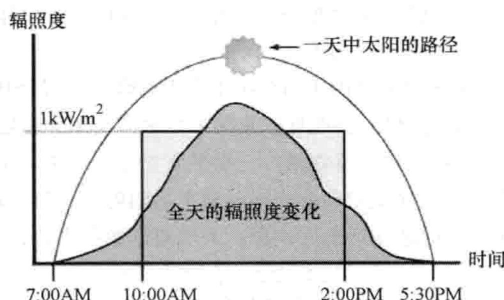


图2-6 在系统输出计算（见第9章）中太阳峰时数非常实用。1PSH表示按1kW/m^2照射1h。由于太阳不会全天均匀照射，因此太阳峰时数通常小于一天的小时数（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

2.3 地球大气层对太阳辐射的影响

地球的大气层反射了大量太阳辐射——没有这层保护，生命不可能在地球上存续。当太阳辐射到达地球大气层顶部时，其辐照度峰值是1367W/m^2（称为太阳常数）。当太阳辐射到达地球表面时，辐照度峰值约是1000W/m^2。形成太阳常数和地表辐照度峰值之间差异的原因是地球反射率——在地球上特定地点的一个表面反射出去的太阳能数量。地球反射光线的途径有以下几种：

- 大气层把辐射反射回太空。
- 平流层的云反射辐射。
- 地球表面反射阳光。

地球反射阳光的平均比率（地球反射率）是30%。两极地区反射率最高，因为冰雪反射了大多数阳光；而海洋地区反射率较低，因为深色海水吸收了大量阳光。

专栏 2.3 重要术语

直射辐射：直接传递给地球表面的太阳辐射。

散射辐射：被大气层的云和气体先散射和吸收，然后再发出来的太阳辐射。散射辐射不如直射辐射那么强。

大气质量：辐射穿过大气层到达某表面上一点的距离。对于一个地点，全天的大气质量均在变化。

辐照度由直射辐射和散射辐射组成，并且依赖于特定地点的反射率（反射的太阳辐射）。

散射辐射是大气层散射、吸收或反射的太阳辐射部分。由此可以理解，散射辐射部分在晴天只占可见光的 10%，但在阴天里会有更多的散射到达地球表面，这意味着散射辐射数量更多。大气质量也会影响某个地点的辐照度。大气质量越大，阳光被反射或散射的概率越高，意味着到达地球表面的太阳辐射就更少。

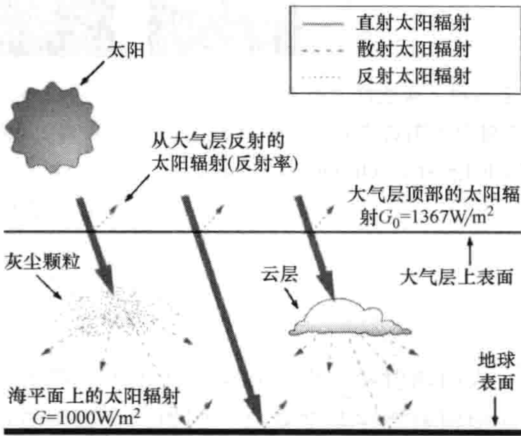


图 2-7 太阳辐射由直射辐射和散射辐射组成
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

大气质量 1.5（AM1.5）是光伏组件定额的标准条件。AM0 指太空的大气质量；AM1 对应于太阳处在正上空位置时的条件。赤道以外的地区不会出现 AM1，因为那里的太阳不会出现在正上空。

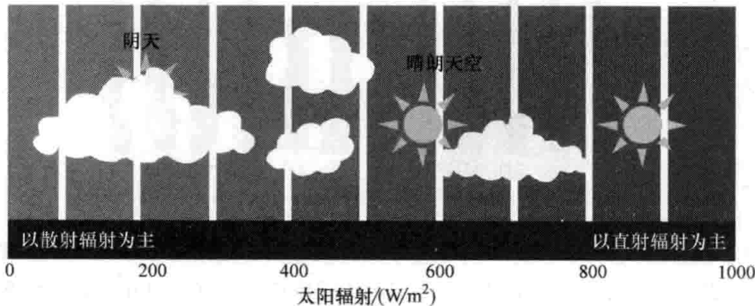


图 2-8 天空中的云越多，太阳辐射越少，散射辐射分量越大
（来源：德国太阳能协会，DGS）

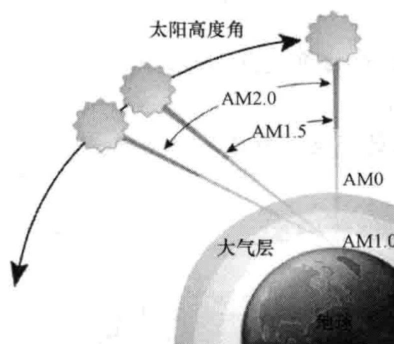


图 2-9　从地球表面来看，大气质量与太阳高度直接相关（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 2-10　日落时天空中的太阳较低，因而大气质很高。光线被大量散射，白光被分成不同颜色。散射后大多数颜色看不到了，但是红光散射最少，这就是为什么阴天我们可以看到红色的日落。蓝光散射最多，这就是在阳光穿过少量大气（日间）时天空呈现蓝色的原因（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

太阳辐射随地点、日期变化很大，当进行系统设计时，考虑光伏阵列安装地点的太阳辐射特性非常重要。例如，在德国城市中用光伏阵列向一所房屋供电，其容量要明显大于在澳大利亚沙漠地区向同等能耗的房屋供电的光伏阵列。

波兰等地点远离赤道，在夏季漫长的白天接收到大量太阳辐射，但是在白天很短的冬季，接收到的太阳辐射就很少。

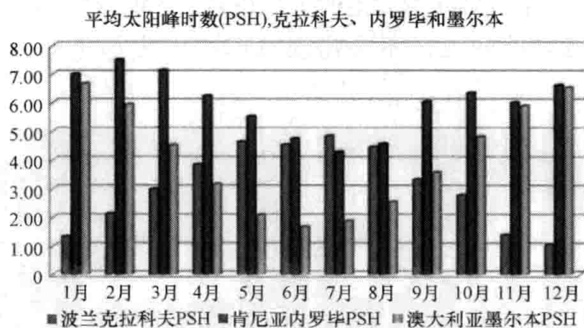


图 2-11　波兰克拉科夫（北半球）、肯尼亚内罗毕（赤道附近）和澳大利亚墨尔本（南半球）水平面上的平均年辐射。图中显示赤道附近地区（肯尼亚）比两极附近地区（波兰和澳大利亚）明显接收到更多的太阳辐射。远离赤道的地区同时接收的太阳辐射量变化也更大（来源：PVGIS© 欧盟，2001—2008）

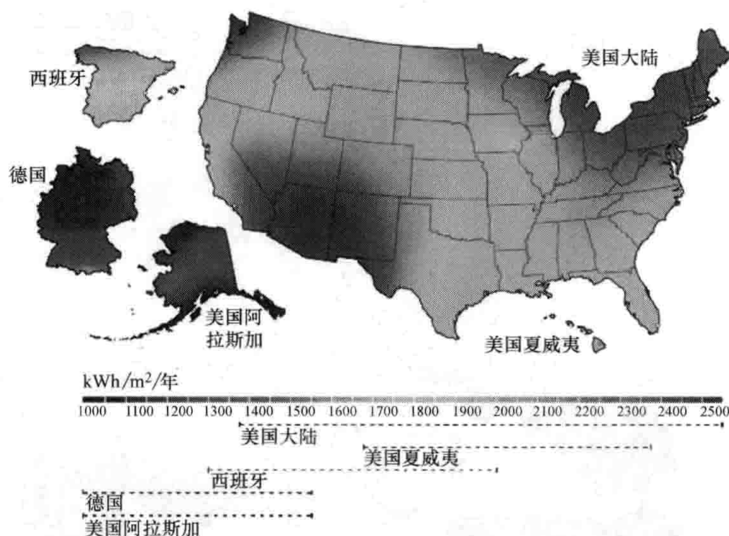


图 2-12 本图显示了美国、德国和西班牙境内的平均太阳辐射分布。太阳辐射较高地区的光伏功率输出将会更高（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

通常国家气象局或光伏组件供应商可以提供太阳辐射数据。NASA 网站提供了世界大部分地区的数据；欧盟联合研究中心提供一个免费 web 工具——光伏地理信息系统（PVGIS），可以估计在欧洲或非洲任意地点的光伏阵列日输出（这些网站的详细信息参见第 15 章）。

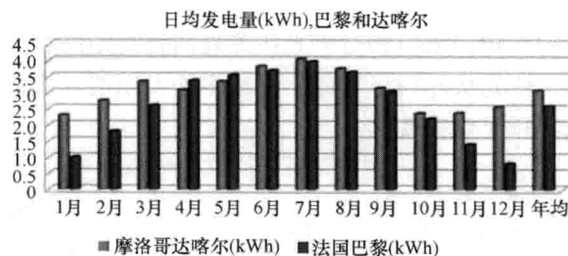


图 2-13 PVGIS 的图形化数据，显示了安装在摩洛哥达喀尔和法国巴黎的两个完全相同的 1kWp 系统的功率输出（单位：PSH）。两者均按最佳倾角安装（巴黎的倾角 34°，达喀尔的倾角 1°）。达喀尔的太阳资源较好，那里安装的系统输出的电力更多（来源：PVGIS© 欧盟，2001—2008）

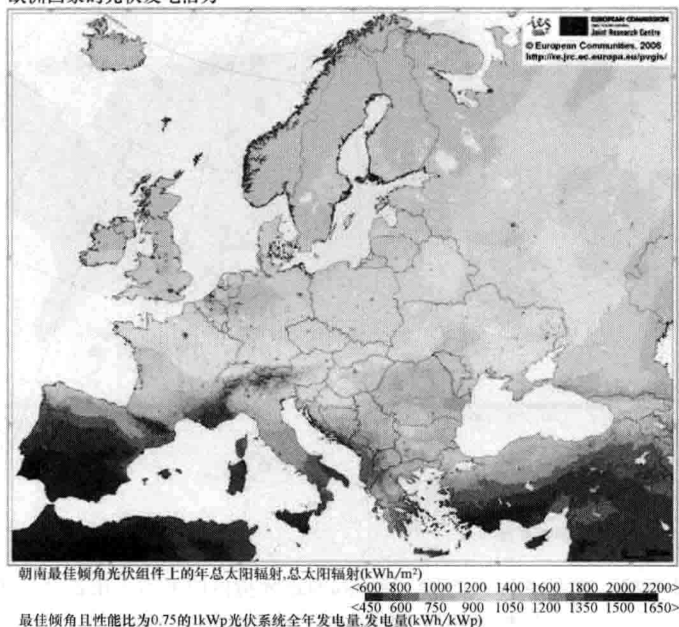


图 2-14 本图显示了欧洲的太阳辐射变化：欧洲南部接收到的阳光明显更多。这些地区的太阳能系统将发出更多电力（来源：PVGIS© 欧盟，2001—2008）

2.4 太阳的几何学

由于地球公转和自转，太阳相对于光伏阵列的位置始终在变化。设计师可以使用几种几何学技巧，使光伏阵列尽可能捕获最多的太阳能。太阳位置可通过两个角度规定，它们每天、每年均在变化。

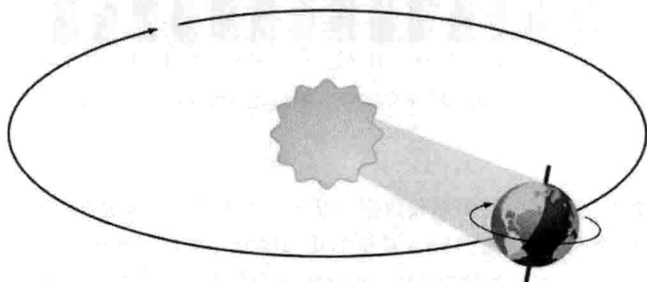


图 2-15 由于地球绕极轴自转和环绕太阳公转，太阳能资源在一天内、一年内出现变化（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

专栏 2.4　太阳角度

太阳高度角：太阳和地平线之间的夹角，高度角一般在 0°～90°。

太阳方位角：指南针上太阳位置和正北方向的夹角。随着一天内太阳从东向西穿过天空，太阳方位角也在变化。通常，方位角按顺时针方向从 0°（正北）转到 359°。

在北半球，由于太阳一般出现在南边的天空，光伏阵列通常朝南安装；在南半球，光伏阵列通常朝北。在南回归线和北回归线之间的地区并不是这样，在一年的某段时间，太阳在南半球会出现在南边的天空，在北半球出现在北边的天空。由于地球的自然倾斜，夏季天空中太阳位置一般要高于冬季。

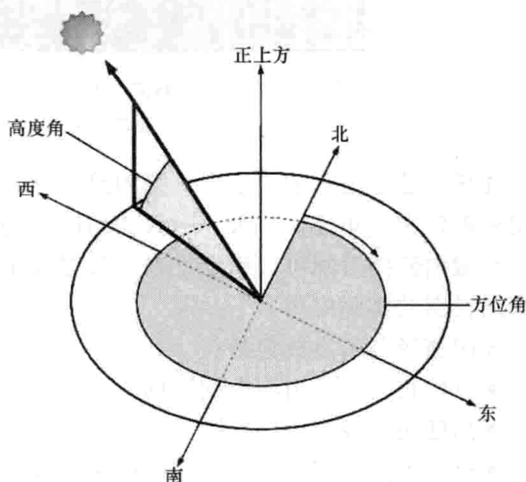


图 2-16　浅色表示太阳高度角，深色表示太阳方位角（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

一年中最长的一天和最短的一天分别是夏至日和冬至日，通常在 6 月 21 日和 12 月 21 日左右。太阳高度角在夏至日最高，在冬至日最低。夏至和冬至的中间点是春分和秋分，通常在 3 月 20 日和 9 月 23 日左右。许多史前文化学会了辨识和预测夏至、冬至和春分、秋分，这些日期对于收获和宗教庆典非常有用。

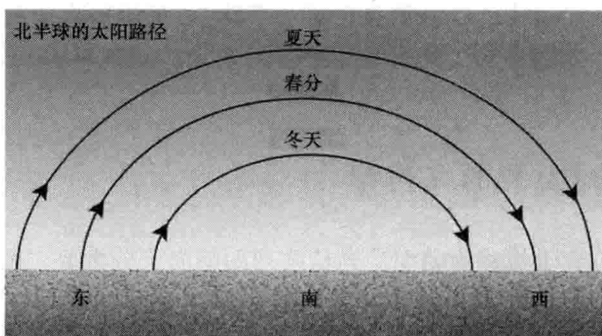


图 2-17　太阳位置不仅在一天内出现变化，全年的位置也在变化，这是选择光伏阵列朝向和倾角时的一个重要考虑因素（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 2-18 在英国的巨石阵，夏至日出时可以看到太阳和巨石平齐
（来源：Andrew Dunn）

在任意给定地点的天空中，太阳路径可以描绘成两维的太阳路径图。这幅图可以用来确定在一年任何一天、一天任何时刻的天空中的太阳位置。通过这些信息，这片区域的遮挡时间可以确定下来，反过来还可以计算全年辐射量。第 7 章将介绍太阳路径图的实际应用。

太阳路径图的组成包括：

- 方位角，表示为图中的圆周。
- 高度角，表示为同心圆。
- 全年不同日期太阳从东到西的路径曲线。
- 与太阳路径线交叉的一日时间线。
- 与纬度相关的现场信息。

不同地区的太阳路径图看上去可能完全不同。在赤道位置上，太阳路径范围南北对称。在回归线以外，太阳路径图看起来一般偏下，而北半球的太阳路径图恰好反过来。注意太阳路径具有季节性变化。在回归线以外，冬季的太阳高度角较低，通常处在观测者的北边或南边（取决于哪个半球）；夏季的太阳高度角则较高。在所有国家和地区，太阳通常在夏至或冬至时处在最北边或最南边，6 月份在北边，12 月份在南边。

2.5 光伏阵列安装的几何学

光伏组件的位置也被称为朝向。光伏阵列的朝向十分重要，因为它影响到阵列接收到的光照量，因此影响到输出功率数量。朝向一般包括组件面对的方向（如正南）和倾角，倾角是光伏组件和地平面的夹角。由于太阳在天空中的移动，阵列接收到的光线也会随着全天的时间出现变化。

那么可以清楚的一点是，如果太阳处在正上空并且光伏组件平放在地面上，则

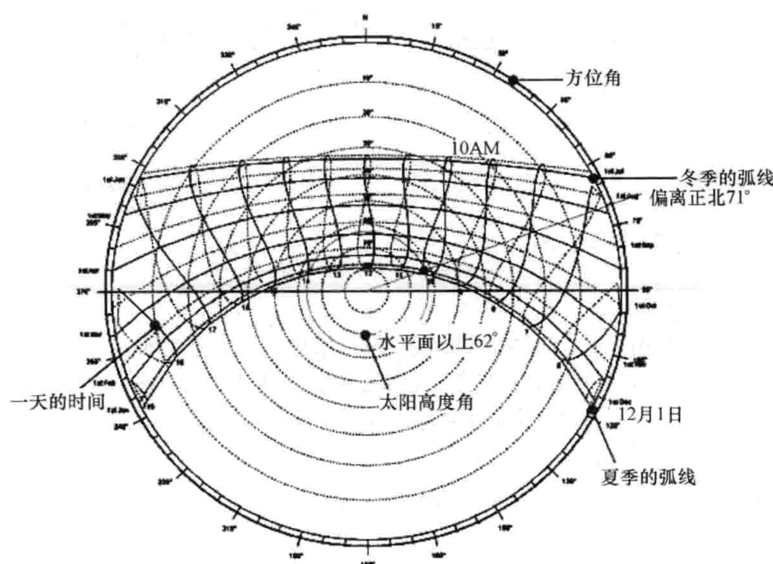


图 2-19 悉尼的太阳路径图已经被用来查找 12 月 1 日上午 10 点的太阳精确位置。12 月 1 日在圆周右侧突出显示，沿着这条线一直找到与上午 10 点线（类似 8 字形状）的交叉点，在交叉点上可找到太阳高度角。为了确定方位角，必须从圆心引出一条直线，穿过日期和时间的交叉点，并引出最外侧圆周，得到方位角是 71°。实线对应于左侧日期，虚线对应于右侧日期（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

可以捕获全部的阳光，如图 2-20～图 2-22 所示。

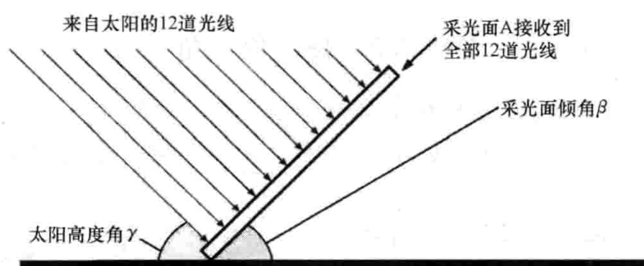


图 2-20 假设 $1m^2$ 的光伏组件如图倾斜放置。在特定时间有 12 道太阳光线入射到光伏组件上（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

光伏组件的安装位置应当尽可能采集更多的太阳辐射。为了实现这一目的，光伏组件应当朝向正南（北半球）或正北（南半球）安装。根据现场环境（如光伏阵列安装在南半球的山谷里有可能不用面向正北），也会有一些例外的安装位置。为了使光伏组件始终正对着太阳，需要安装一套太阳跟踪支架。这种方式比较昂贵，所以大多数光伏应用不常用这种方式，第 6 章将深入讨论这种方式。

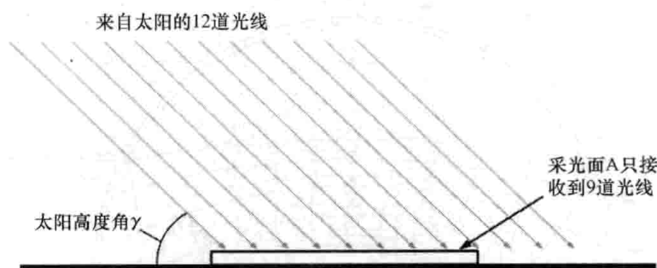


图 2-21 如果同一时刻、同一采集器（同图 2-20）
水平放置在地面上，则采集器只能捕获 9 束光线
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

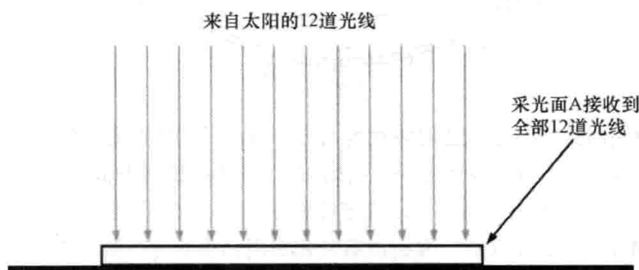


图 2-22 当太阳位于正上空时，水平放置在地面上的光伏阵列接收到
的太阳辐射最多（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

专栏2.5 磁 偏 角

当安装光伏系统时，考虑现场磁偏角十分重要。磁偏角是真北方向（北极的方向）和磁北方向（指南针指示方向）的差值。光伏系统应当朝向真北或真南，因此应当考虑现场的磁偏角。

在新奥尔良，磁偏角接近 0°，因此指南针指示的就是真北。然而，西雅图的磁偏角大约偏东 17°，因此当指南针指向偏东 17°时实际上恰好面向真北，或者说真北方向在偏西 17°的位置。安装在西雅图的光伏系统应当朝东 197°（或朝西 163°），这样可以面向真南方向。

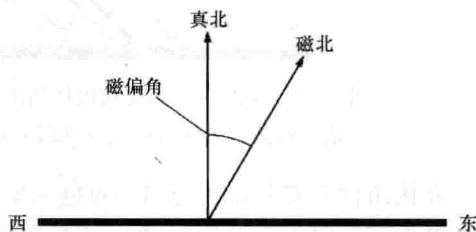


图 2-23 磁偏角是真北和磁北的差值
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

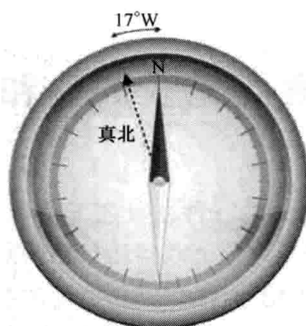


图 2-24　西雅图的磁北通常在真北偏东 17°的位置
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

备注

1　能量的国际标准（SI）单位是焦（J）。1J 的量值很小，因此太阳辐射等大量能量通常表示为兆焦（MJ）。1MJ 等于 1000000J。MJ 和 kWh 的转换因子是 1kWh = 3.6MJ，或者 1MJ = 1/3.6kWh。

第 3 章　光伏产业和技术

太阳电池也称为光伏电池，是一种在日照下可以发电的器件。1921 年，阿尔伯特·爱因斯坦因为发现了光电效应而获得诺贝尔物理奖，光电效应就是太阳电池的科学基础。太阳电池于 20 世纪 50 年代首先用于太空探索。太阳电池在这类应用中非常理想，因为它的可靠性高、不需要维护（没有运动部件），而且只需要阳光，对于这类应用来说，阳光几乎是无限能源。进入 21 世纪，考虑到温室气体排放和化石燃料储备不足引起的问题，太阳电池成为一种越来越有吸引力的能源。太阳电池的普及还因为其多样性，既可以小规模使用（如家用或者向边远电信中继站的单个器件供电），还可以用于大规模电力供应。

光伏发电的潜力吸引了世界各地的政府和商业大量投资。在世界范围内，许多实验室致力于提高太阳电池效率，通过提升现有技术和使用新材料、新制造方法来研发更强大的电池。本章探讨当前的一些太阳电池技术，并阐释光伏阵列的运行。

3.1　半导体器件

太阳电池由半导体材料制成。半导体材料在特定条件下导电，因此既不是绝缘体，也不是导体。最普遍的半导体材料是硅。为了改善导电性，一般通过“掺杂”过程和其他元素结合。半导体常常用于电子器件中，包括光伏电池、发光二极管（LED）和微型芯片（如计算机中使用的芯片）。

3.2　主流技术

硅是太阳电池制造中使用最广泛的材料，大多数商业化太阳电池由硅制成。硅从二氧化硅（也称为石英）中提取，可通过开采和提炼石英晶体来制造太阳电池。石英晶体也是砂子的主要成分，但是普通的砂子杂质太多，没法使用。

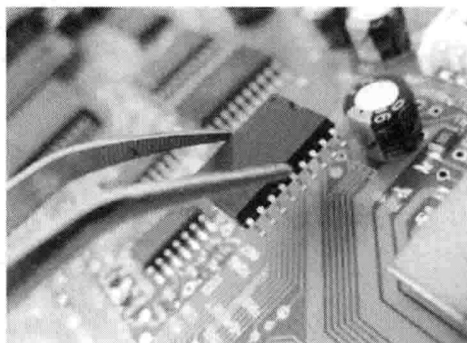


图 3-1　在许多电子元件中用到半导体材料

硅是一种多样性的材料：一种非金属材料，它不但表现出金属的许多特性（即在室温下有光泽和呈现固态），而且表现出非金属的一些特性。硅太阳电池

有几种不同类型：单晶硅、多晶硅和非晶硅电池，本章还将讨论。

专栏 3.1　太阳电池效率

效率是一个没有单位的量，用于指示器件把一种能量形式（即热能、动能、电能等）转换成另一种能量形式的效果。在谈到太阳电池时，效率会被常常提及，因此理解它的含义以及对电池运行意味着什么十分重要。描述太阳电池工作的效率有多种形式：

- 电池效率：入射太阳电池的单位光能所产生的电功率数量。通常在标准测试条件（STC）下测量：环境温度 25℃ 和辐照度 1000W/m^2。太阳电池在现场很少处于 STC，因此很少工作在额定效率。效率和功率输出的关系如下：

效率 = 输出功率/输入功率

辐照度的标准值是 1000W/m^2，如果电池效率是 22% 且面积是 0.2m^2，则

输出功率 = 效率 × 输入功率

输出功率 = 0.22 × 1000W/m^2 × 0.2m^2 = 44W

- 组件效率：按电池效率相同方法测得的光伏组件效率，不同之处在于包括了反射损失、玻璃遮挡以及其他一些较小损失。

在考虑效率图时应当保持警惕，查看测试条件，了解阵列在安装后性能将如何变化，环境不会是标准测试条件，温度、风速和太阳辐射的变化将严重影响阵列性能。STC 下的额定效率一般是比较电池和组件性能的最佳指标，系统输出（见第 8 章）不适合进行对比，因为现场的电池温度全天都在变化，可能不会达到 25°C。实验室得到的光伏电池效率一般要明显高于现有的光伏组件效率，因为实验室的许多技术对于大规模生产来说还没有经济可行性。

3.2.1　单晶硅电池

制造这类电池，要把一个硅晶种放入盛着熔融硅的坩埚里，一边缓慢拉出来，一边转动。通过这种方法，可以制成一根较大的纯晶体硅锭，然后可以切成纤薄的硅片。单晶硅太阳电池的效率最高、一般也最贵，与其他硅电池技术相比，由于其效率更高，可以增加输出功率，因此初始成本较高也是合理的。单晶硅太阳电池的最高效率记录是 25%，目前商业化太阳电池的效率是 22.5%，最终组件效率是 19%。

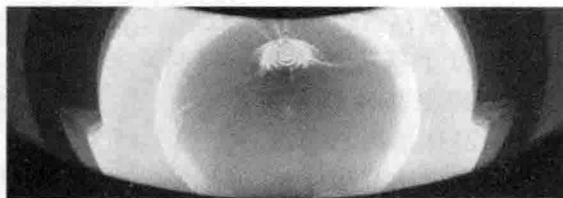


图 3-2　从熔融硅中拉出来的单晶硅硅锭（来源：Silfex）

3.2.2　多晶硅电池

多晶硅电池的制造通过熔融硅铸锭进行，因此不是单晶硅硅锭，而是由许多小晶体组成的硅锭，在熔融材料固化的过程中这些小晶体沿任意方向生长。这使其效

率低于单晶硅电池，但是由于更简单、更便宜，这仍然是一种非常普遍的技术。多晶硅电池和单晶硅电池是光伏阵列中最常用的两种类型，当前商业化多晶硅太阳电池的实验室效率高于18%，组件的最高效率记录是17.84%。



图3-3 效率为22%的单晶硅光伏电池用在Sunswift IV上，这是2009年在澳大利亚举办的世界太阳能挑战赛上获胜的硅太阳能车，这种电池还可以用于光伏屋顶和并网光伏系统
（照片来源：Daniel Friedman）

3.2.3 薄膜太阳电池

薄膜太阳电池由适合大面积沉积的材料制成，可能只有约1μm厚，因而称为薄膜（一个点“.”覆盖615μm，多晶硅和单晶硅太阳电池的厚度一般是300μm）。

材料价格上升和世界范围内光伏需求的高涨，引起了人们对薄膜太阳电池的兴趣。薄膜太阳电池的制造比晶体硅太阳电池要便宜，人们朝着提高效率已经展开大量研究，当前薄膜太阳电池效率的实验室记录是20.1%。然而，商业化薄膜电池组件的效率在6%～12%之间。薄膜太阳电池在建筑中使用越来越频繁，通常还用在一些太阳能供电的手表、计算器等小工具中。

最常见的薄膜材料有非晶硅（a-Si，另一种形式的硅）、碲化镉（CdTe）和铜铟（镓）硒（CIS或CIGS）。在非晶硅材料内部，分子随机掺杂在一起，而不像单晶硅和多晶硅那样形成晶体结构。CdTe、CIS和CIGS都是多晶体材料，内部结构与多晶硅材料类似，但它们的材料非常不同。薄膜太阳电池适合大规模生产，可以用化学气相沉积（CVD）过程进行制备，薄膜材料沉积在镀膜玻璃、柔性塑料或不锈钢片等大面积材料上。



图3-4 通过独特的纹理结构，多晶硅电池很容易辨别，在阳光下闪闪发光
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

表 3-1　不同太阳电池技术的比较

电池材料	组件效率(%)	1kWp 组件面积/m^2	1kWp 组件面积/ft^2
单晶硅	14 ~ 20	5 ~ 7	54 ~ 77
多晶硅	13 ~ 15	6.5 ~ 8.5	72 ~ 83
非晶硅薄膜	6 ~ 9	11 ~ 16.5	110 ~ 179
CdTe 薄膜	9 ~ 11	9 ~ 11	98 ~ 110
CIS/CIGS 薄膜	10 ~ 12	8.5 ~ 10	90 ~ 108

注：来源于 IEA。

阵列的尺寸很大程度上取决于组件效率，尽管最高效的组件可能不是最合适的。效率较低的组件通常较便宜，在光伏阵列空间不受约束的地方，成本效益可能也最好。

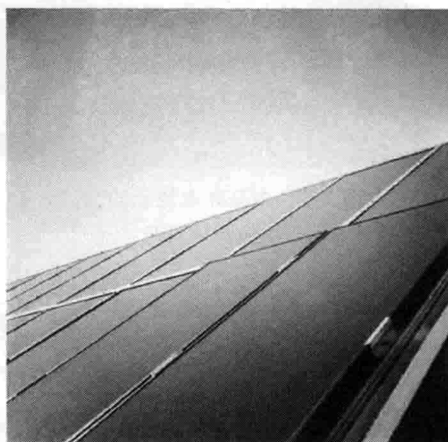


图 3-5　非晶硅组件通过其均匀的暗色很容易与晶体硅组件区分，但是看上去很像非硅薄膜组件

3.2.4　接触

如果光伏电池或组件要投入工作，则需要电气连接。太阳电池具有金属导电带制成的电气连接，收集电池内部产生的电子，并且电流可通过电路流出。这些金属导电带称为接触，当前有几种不同的接触技术。

最常见的太阳电池制造方法是丝网印刷，金属带简单地印刷在电池上。这种方法十分可靠，用在太阳电池上可得到 12% ~15% 的效率。在使用丝网印刷法时需要平衡考虑以下几个因素：

- 如果接触之间的空间过大，将会降低电池效率。
- 如果接触覆盖面积过大，电池接收的阳光会减少，从而降低输出功率。
- 为了使接触更加有效，通常需要处理电池顶部，减少它对高能量蓝光的吸收率。

为了得到效率为 20% 以上的太阳电池，生产厂商使用的另一种方法是背接触。这种技术增加了电池工作面积，允许使用简化的自动生产线，电池布线隐藏在视线以外。最高效（18% ~23%）的商业化硅太阳电池使用了背接触。电池前表面没有金属，整个电池都可输出电力。

最高效率（实验室效率为 25%）的硅电池来自被称为“埋入式接触太阳电池”（BCSC）的另一种技术。这种方法在电池上用激光刻槽，把金属插入槽中。埋入式接触和背接触技术解决了丝网印刷的许多相关问题，具有很大优势。埋入式接触几乎不覆盖表面区域，因为大多数接触放入槽中。这意味着接触不会阻隔太多

阳光，并且由于接触很细，彼此之间可以放得很近。槽的两侧处理代替了顶部处理，因此光伏电池对蓝光吸收率不受影响。背接触也消除了许多问题，因为接触位于电池背面，不遮挡电池，因此可以增加这些电池接触的数量，从而提高电池效率。

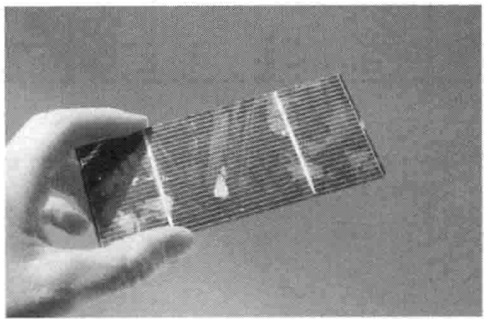


图 3-6 多晶硅电池上的金属接触清晰可见

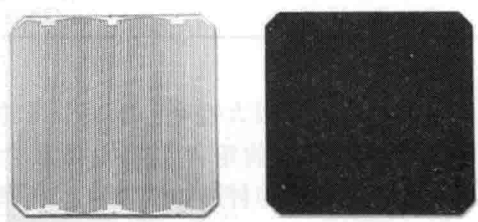


图 3-7 SunPower 背接触单晶硅太阳电池的正面和背面（来源：SunPower）

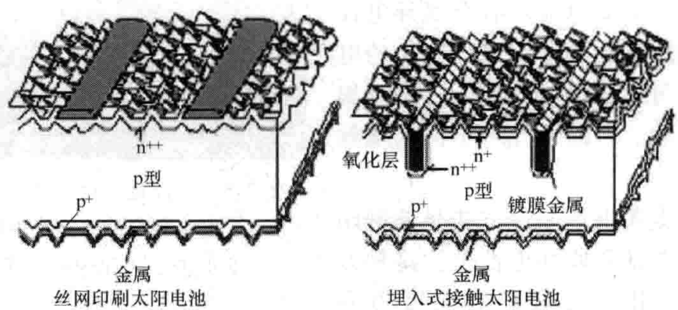


图 3-8 使用 BCSC 技术制造太阳电池可比丝网印刷技术获得更高效率。然而，由于丝网印刷技术简单、成本效益好，仍然是制造接触的主流形式（来源：新南威尔士大学光伏和可再生能源工程学院）

3.2.5 采购光伏组件

在世界范围内有许多不同光伏组件，然而，确定产品及其供应商是否可靠却不容易。确保光伏组件及其电气安装的安全性和质量十分重要。产品质量差、安装不好都给投资的安全性和经济可行性带来严重风险。下面列举了购置光伏系统时的考虑因素，需要谨记，良好的系统不仅是在保证期内物理上可持续使用，而且在这段时间内应当有效工作。这意味着所有组件、附加装置（第 5 章讨论）、安装支架（第 6 章讨论）和屋顶必须与组件具有同等寿命，或者在这段时间里可以更换。

销售的光伏组件应具有很长的生产厂商保证期，例如 25 年后保证仍有 80% 的输出。然而保证的输出必须包含在系统输出之中，购买者需要知道如果安装具有如此长保证期的产品，结构（如建筑和屋顶）和其他系统元件也需要持续使用这么

长的时间。对于逆变器等某些设备，可能需要在光伏系统的全生命周期中预先做好更换计划。

3.2.5.1 标准

光伏产业成长非常迅速，出现了许多新的光伏组件生产厂商，保证只安装质量合格的组件十分重要，因此需要一系列标准。适用于光伏组件的常见标准如下：

- IEC 61215 地面用晶体硅光伏（PV）组件——设计质量和类型许可。
- IEC 61646 地面用硅薄膜光伏（PV）组件——设计质量和类型许可。
- IEC 61730 光伏（PV）组件安全性条件——建设要求和测试要求。

这些标准源自国际电工委员会：www.iec.ch。在许多国家，光伏组件必须符合 IEC 61215 或 IEC 61646（取决于薄膜电池还是晶体硅电池技术）和 IEC 61730 标准的要求。

3.2.5.2 认证

质量合格的组件应当不仅符合 IEC 标准，还要符合地方标准。除了规定的光伏标准以外，认证通常保证了组件符合所有相关标准，例如风载荷、耐盐雾腐蚀（IEC 61701）。最常见的两个认证如下：



图 3-9 样本组件的数据表，显示了组件符合的技术和安全标准相关信息。所有生产厂商的数据表仅适用于各自的产品，当访问任何光伏组件的规格数据（软拷贝或硬拷贝）时，应当联系生产厂商，确认他们公布的材料是最新的
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

CE 标志：CE 标志是欧洲共同市场标志。通过使用这个标志，生产厂商宣告了其光伏组件符合欧盟健康、安全和环境保护法规相关的基本要求。CE 标志对欧盟国家销售和安装的光伏组件是强制性的。

保险商实验室（UL）：保险商实验室是总部在美国的一家测试机构。贴有 UL 标志的光伏组件已经按照 IEC 标准和当地标准（根据在 UL 标志旁边的国家代码）进行了测试。第 15 章将深入介绍相关信息。

3.2.5.3　保证

典型的光伏组件产品保证级别有以下三种：

1）1 年、2 年或 3 年的光伏组件物理结构保证，如边框、封装、玻璃、组件接线盒等。

2）保证 10～12 年后组件具有 90% 的额定输出。

3）保证 20～25 年后组件具有 80% 的额定输出。

如果任一条件不满足，可根据生产厂商公布的质保条款和/或组件售出国的商业法提出质保请求。例如，如果有人从国外购买了光伏组件并用于销售或自用，假设他们知道为了请求质保，必须把组件送回组件售出国。

如果从产品“经销商”那里购买进口组件，即不是生产厂商或其代理商，则经销商和制造商之间应当签有协议，所有质保请求由生产厂商直接处理；在某些国家，进口商被视作生产厂商，所以所有质保请求由他们处理。

光伏组件是非常可靠、稳定的产品，但还是最好弄清楚任何待购买和安装产品的质保规定。

3.3　新兴技术

除了完善的主流技术，还出现了许多新技术。一些技术建立在现有知识和研究基础上，还有一些技术需要与新材料、新技术配合。

3.3.1　染料敏化太阳电池

染料敏化太阳电池技术上仍然不成熟。在原子级别上，这类电池的工作原理非常不同于其他太阳电池，并且不使用硅。染料敏化太阳电池使用二氧化钛（也用于牙膏）和彩色染料，其制造成本远低于其他太阳电池，在弱光条件下工作状况也更好。染料敏化太阳电池是透明的，并且可以制成许多不同颜色，使其成为玻璃等建材的理想材料。染料敏化太阳电池还有军事应用的潜力，因为它可制成迷彩图案。

当前染料敏化太阳电池的最高实验室效率是 12%，规模生产的电池效率是 7%。

3.3.2　含银电池

含银电池由澳大利亚国立大学开发，是一种很薄的单晶硅太阳电池。它是一种

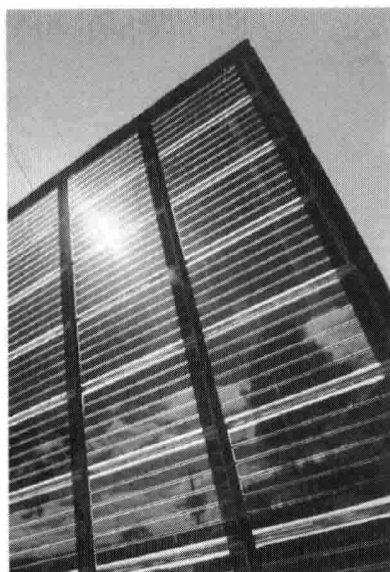


图3-10 染料敏化太阳电池具有大量颜色而且透明，因此可以集成在建筑物的表面上（来源：Dyesol）

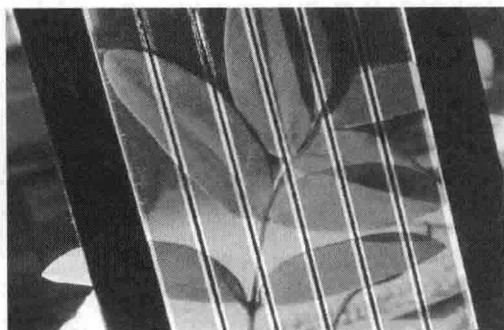


图3-11 染料敏化太阳电池（来源：Dyesol）

双面电池（两面均可以吸收光线），这使其成为一种独特的硅电池。含银电池的效率已经达到19%以上，组件效率是13.8%。这种电池处在商业化的早期阶段，但是已经显示出在光电建筑一体化应用中的潜力。

3.3.3 含本征薄层的异质结（HIT）光伏电池

HIT组件同时使用了晶体硅太阳电池和非晶硅薄膜电池，并且实现了17%的组件效率，22%的电池效率。

3.3.4 Ⅲ-Ⅴ族半导体

Ⅲ-Ⅴ族太阳电池或非本征半导体太阳电池使用了元素周期表中的一种Ⅲ族元素和一种Ⅴ族元素（硅元素是一种Ⅳ族元素），例如通常作为太空太阳电池的砷化镓电池。这类太阳电池一般是多结电池，实际上是多层太阳电池，可以吸收可见光中的不同颜色。这类电池也常用于先进的太阳能聚光技术，增加入射的太阳辐射。多结非本征半导体太阳电池是市场上效率最高、最昂贵的太阳电池。

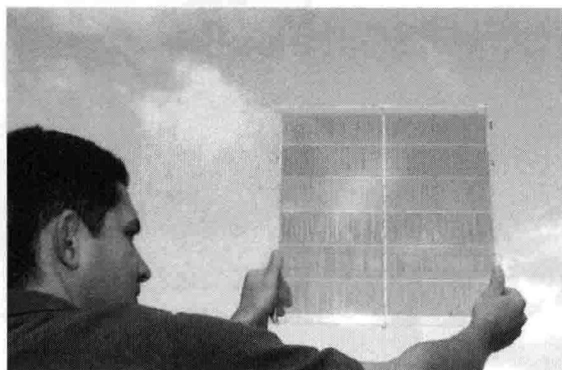


图3-12 含银电池也是透明的、柔性的（来源：澳大利亚国立大学（ANU））

最高实验室效率记录是41.6%，由美国Spectrolab公司创造。由于成本高，Ⅲ-Ⅴ族半导体电池通常用于卫星等太空应用，或者太阳能飞机、太阳能赛车（见图3-13）等预算多、性能高的太阳能供电设备。

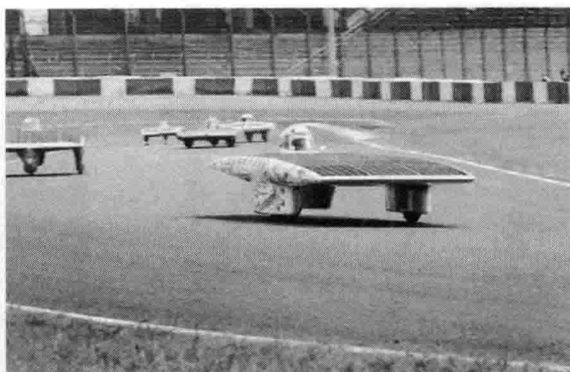


图3-13 在2010年铃木梦想杯（日本举行的卡车竞赛）中，荷兰Nuon太阳能团队的太阳能赛车Nuna5正在竞赛（来源：Hans Peter van Velthoven）

3.3.5 太阳能聚光技术

太阳能聚光技术用于提高太阳电池的入射光强度，从而发出更多电力（太阳电池输出功率取决于入射光强度）。对于不同应用，有多种不同太阳能聚光器，但是最常用的聚光方式是透镜或槽式反射。

太阳能聚光技术提高了电池的输出功率，因此其好处在于可以减少系统所需的电池数量（在系统安装时一般太阳电池所占成本最高）。由于电池工作温度会变得很高，不少电池需要冷却系统来提高性能。这类技术的挑战在于研发坚固的、可靠的聚光器，要在几十年的光伏系统工作期内生存下来，有时候要在沙漠等恶劣条件下工作，并且尽可能降低成本。

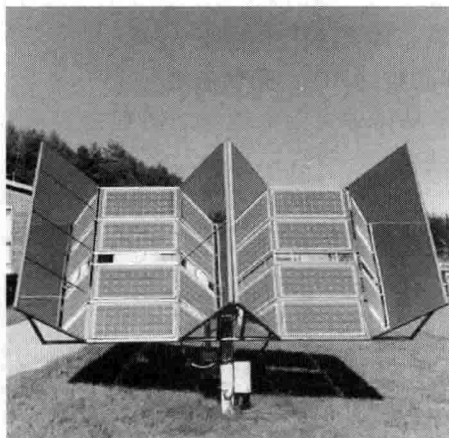


图3-14 组件两侧的镜子用于聚光和增加输出功率

第4章 光伏电池、组件和阵列

上一章探讨了不同类型的光伏电池和制造技术。本章介绍光伏电池如何形成光伏组件，组件又如何形成并网光伏系统的基本元件——光伏阵列。

专栏4.1 电气基础

电气术语的基础知识对于了解光伏电池的工作很重要。

电流：用符号 I 表示，度量单位是安（A）。电流由电子流形成，电流越大，电子流流速越高。电流有两种类型：

交流（AC）：电子首先流向一个方向，然后流向另一方向，按恒定频率持续变换方向，由于电子流向变化而称为交流。电网供电使用交流电。

直流（DC）：直流电流不改变电子流向，而是稳定地流向一个方向。光伏电池输出的是直流电。

电压：通常在两点之间测量，是这两点之间单位电荷的势能变化。用符号 V 表示，度量单位是伏（V）。

能量：能量的度量单位是瓦时（Wh）或者焦（J），是做功能力的一种度量。一个人吃掉一块饼干，从食物中获得的能量可用于做功，例如上楼梯。光伏系统输出的电能量通常用千瓦时（kWh）描述。

功率：功率的度量单位是瓦（W）或者焦/秒（J/s），是能量供给的速度。1W 等于 1J/s。功率是电流（I）和电压（V）的乘积：

$$P = IV$$

电路：电路是导线和电气元件（包括光伏组件）组成的系统，电流从中流过。电流只能流过闭合电路。

串联：当电路中两个元件首尾相连时称为串联，两者流过相同电流，而电压在两者之间分配（电阻越大，电压越高）。

并联：当电路中两个元件按相同电势差（即相同电压）相连时称为并联，电流在两者之间分配。

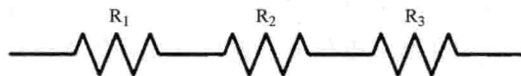


图 4-1 串联电阻器（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

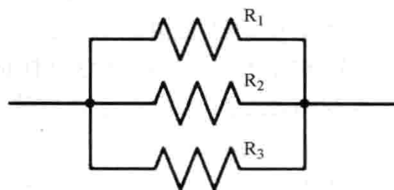


图 4-2 并联电阻器（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

4.1 光伏电池的特性

每种光伏电池都是独一无二的，具有独特的特性。由于一种组件中的电池特性会影响相连组件的功率输出，因此在设计光伏阵列时了解电池特性非常重要。

专栏 4.2 重要术语

开路：电路断开状态，电流无法流过。

短路：电源的两端相连，电流可以在两个端子之间自由流动。通常短路是由电路故障导致的，短路条件下电压为零。

开路电压 V_{oc}：在开路条件下测得的光伏电池两端电压，电流为零。

短路电流 I_{sc}：在短路条件下测得的光伏电池输出电流，电压为零。

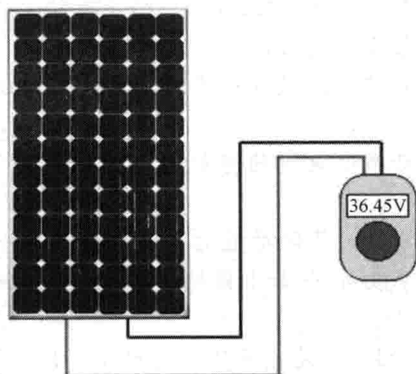


图 4-3 使用万用表测量组件开路电压（来源：Frank Jackson）

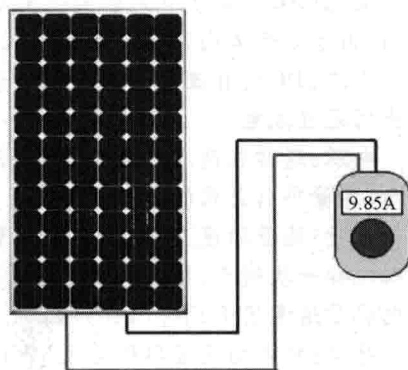


图 4-4 使用万用表测量组件短路电流（来源：Frank Jackson）

最大功率点：光伏电池的理论最大输出功率。最大功率点（P_{max}）是最大功率点电压（V_{mp}）和最大功率点电流（I_{mp}）的乘积。

4.1.1 光伏电池性能的图形化表示

把光伏电池性能用电流-电压（I-V）曲线图形化表示，这是一种很常见的方式。I-V 曲线绘制了光伏电池特性的轨迹，并突出显示了 V_{oc}、I_{sc} 和 P_{max} 等关键特征。光伏电池始终会沿着这条曲线工作，即在给定电压下，输出电流将始终保持相同数值，反之亦然。

功率曲线用于寻找最大功率点。功率曲线的水平轴是电压，垂直轴是功率（电流乘以电压）。当一块电池的功率曲线和 I-V 曲线叠放起来时，可以清楚地看到最大功率点在哪儿。

I-V 曲线和功率曲线非常重要，因为在设计组件时需要知道每个电池的特性。把特性差异很大的电池接在一起，对光伏组件输出功率有很大影响（一般是负面影响）。

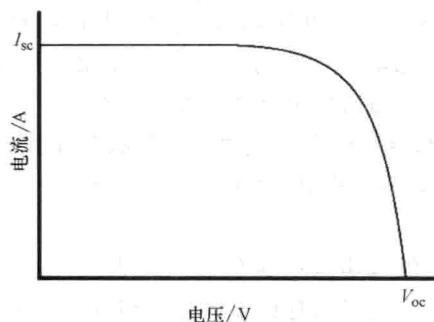


图 4-5 V_{oc} 和 I_{sc} 分别是横轴和纵轴的交点。理想情况下，光伏电池工作在曲线膝点附近，该点是最大功率点（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

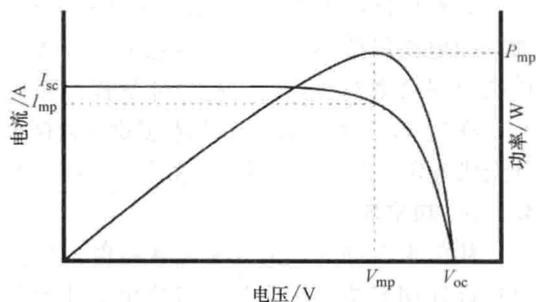


图 4-6 P_{mp} 是功率曲线上的最高点，对应在 x 轴的 V_{mp}。在 I-V 曲线上也可以找到 V_{mp} 以及与这一特定电压对应的电流（I_{mp}）（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

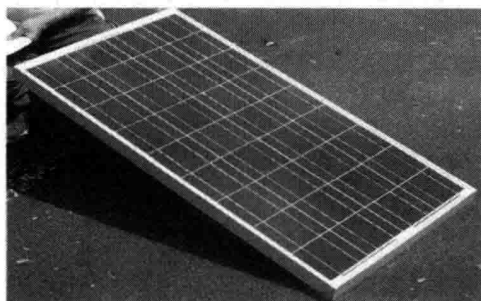


图 4-7 一块光伏组件，36 块电池排布成 4×9 的网格（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

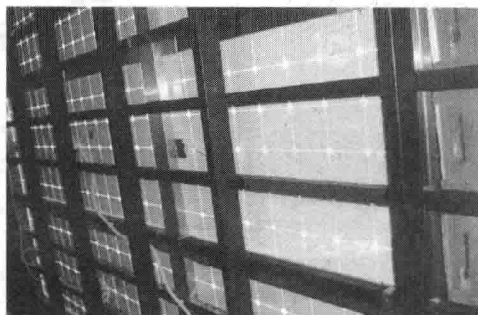


图 4-8 从下方看到的光伏阵列（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

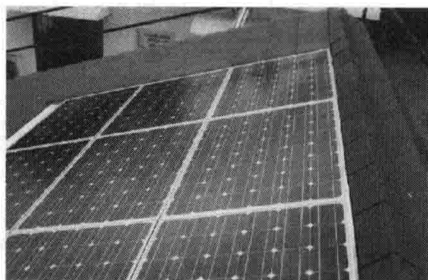


图 4-9 单晶硅组件构成的光伏阵列（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

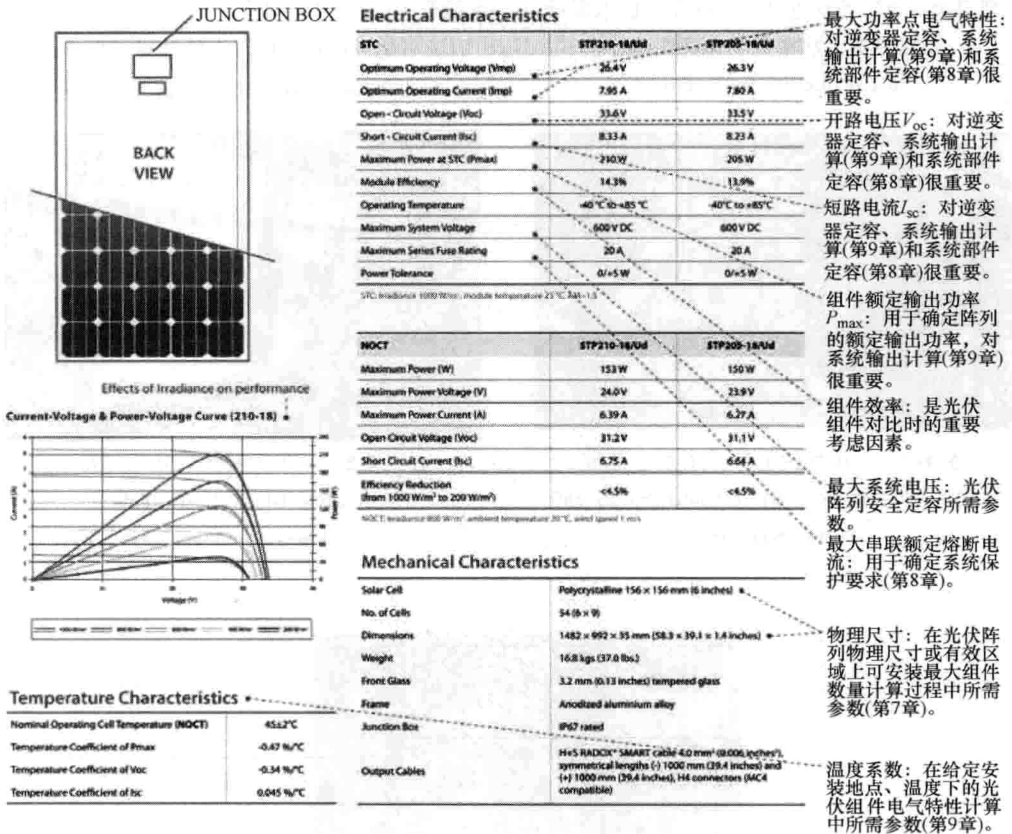
4.2 将光伏电池连接成组件

具有相同特性的光伏电池串联在一起形成组件。在串联方式下，电池电压相加，而电流保持不变，即组件电流等于单块电池电流。当有一块电池性能不佳时，就会出现功率损耗。电池有可能受损，而更常见的情况是遮挡，本章后续讨论。

在生产厂商的网站上有免费提供的数据手册，给出了电池特性，这些数据可用于设计光伏阵列。设计者应常常联系生产厂商，确保网站上提供的数据手册是最新的。

4.2.1 规格表

从信誉良好的厂商采购光伏组件，应会提供规格表（也称为数据表）。数据表包括设计和安装光伏阵列所需的重要技术信息。当买家对比不同光伏组件时，数据表也非常有用，因为数据表提供了效率、额定功率和物理尺寸等基础信息。



Electrical Characteristics

STC	STP210-18/Ud	STP205-18/Ud
Optimum Operating Voltage (Vmp)	26.4 V	26.3 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.95 A	7.80 A
Open - Circuit Voltage (Voc)	33.6 V	33.5 V
Short - Circuit Current (Isc)	8.33 A	8.23 A
Maximum Power at STC (Pmax)	210 W	205 W
Module Efficiency	14.3%	13.9%
Operating Temperature	-40 °C to +85 °C	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	600 V DC	600 V DC
Maximum Series Fuse Rating	20 A	20 A
Power Tolerance	0/+5 W	0/+5 W

NOCT	STP210-18/Ud	STP205-18/Ud
Maximum Power (W)	153 W	150 W
Maximum Power Voltage (V)	24.0 V	23.9 V
Maximum Power Current (A)	6.39 A	6.27 A
Open Circuit Voltage (Voc)	31.2 V	31.1 V
Short Circuit Current (Isc)	6.75 A	6.64 A
Efficiency Reduction (from 1000 W/m² to 200 W/m²)	<4.5%	<4.5%

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
No. of Cells	54 (6 × 9)
Dimensions	1482 × 992 × 35 mm (58.3 × 39.1 × 1.4 inches)
Weight	16.8 kgs (37.0 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP67 rated
Output Cables	H+S RADOX® SMART cable 4.0 mm² (0.006 inches²), symmetrical lengths (-) 1000 mm (39.4 inches) and (+) 1000 mm (39.4 inches), H4 connectors (MC4 compatible)

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.47 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.045 %/°C

图 4-10 数据表样例。数据表提供了重要的技术信息，如电气和机械特性。所有生产厂商的数据表仅针对自己的产品，当查阅光伏组件规格（软拷贝或硬拷贝）时，应当联系生产厂商来确定公布的资料是最新的（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

专栏 4.3　标准测试条件(STC)

标准测试条件被定义为所有组件进行测试的条件和规范，这使不同电池和组件的对比成为可能。这些条件包括：

- 电池温度 25℃。
- 辐照度 1000W/m²。
- 大气质量 AM1.5。

4.2.2 光伏组件串

大量光伏组件串联连接形成组件串。光伏组件串联成组件串后的电气特性与光伏电池串联成组件的情况相似：组件串的输出电压是所有组件输出电压之和，组件串的输出电流是组件中最小的输出电流。

组件也可以并联。这种情况下，组件的输出电流相加，而不是电压。输出电压是单块组件电压。

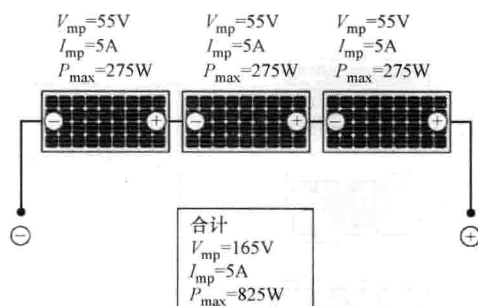


图 4-11　当三块相同组件串联形成组件串时，组件电压相加，总电流是单块组件的电流。组件串输出功率为 $P=IV$（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

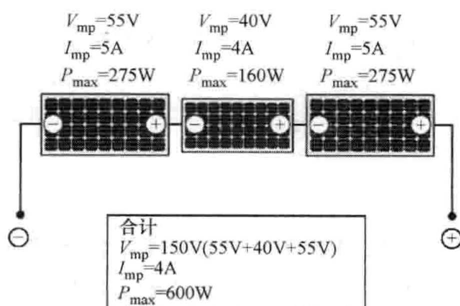


图 4-12　当不同组件串联时，电压还是相加，但是组件串的电流将是各组件中的最低电流（本例是 4A）。组件串输出功率为 $P=IV$（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

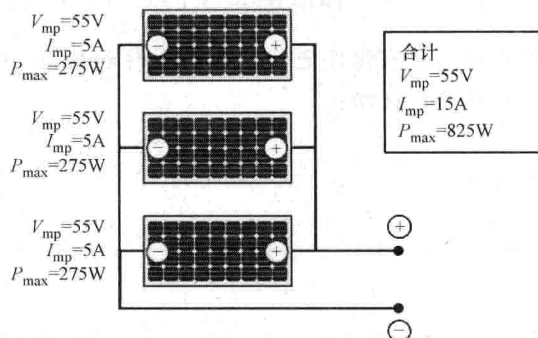


图 4-13 三块相同组件并联，总电流是各单块组件电流之和，而总电压是单块组件电压。输出功率还是 $P=IV$

（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

注：与三块相同组件串联的功率相同。

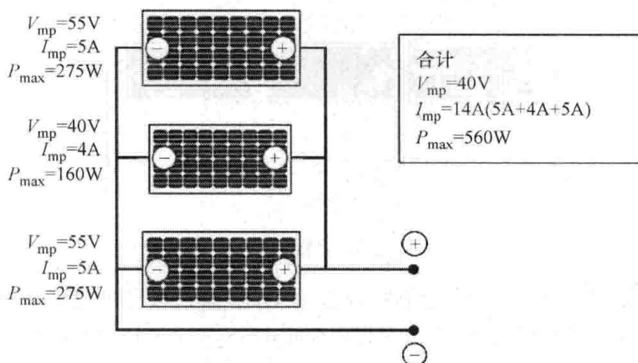


图 4-14 当不同组件并联时电流相加，而输出电压等于各组件中的最低电压。组件串输出功率为 $P=IV$（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

注：与三块组件串联相比，这种方式输出功率更小。

4.2.3 阵列的形成

设计者可以使用串联、并联的组合方式把光伏组件连接成阵列，输出电流和电压适合市场应用。在典型情况下，组件首先串联成组件串，然后再并联形成阵列。

如本章前面所述，光伏阵列输出直流电，而电网需要交流电。因此，需要逆变器把光伏直流电转换成交流电，光伏阵列的接线应当使阵列最大功率点电压处在并网逆变器输入电压范围以内（第 5 章将深入讨论逆变器）。

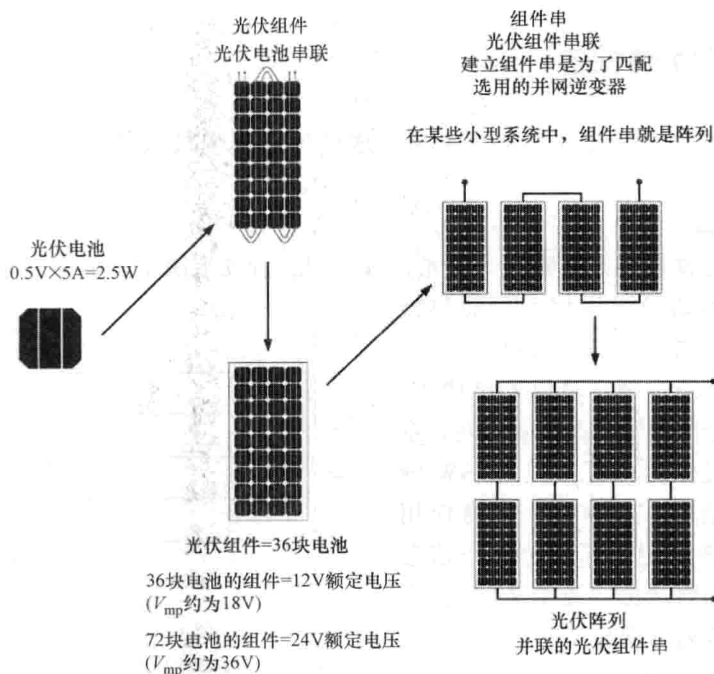


图 4-15 形成光伏阵列的过程：先由电池形成组件，然后连接成组件串，最终组件串并联形成阵列（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

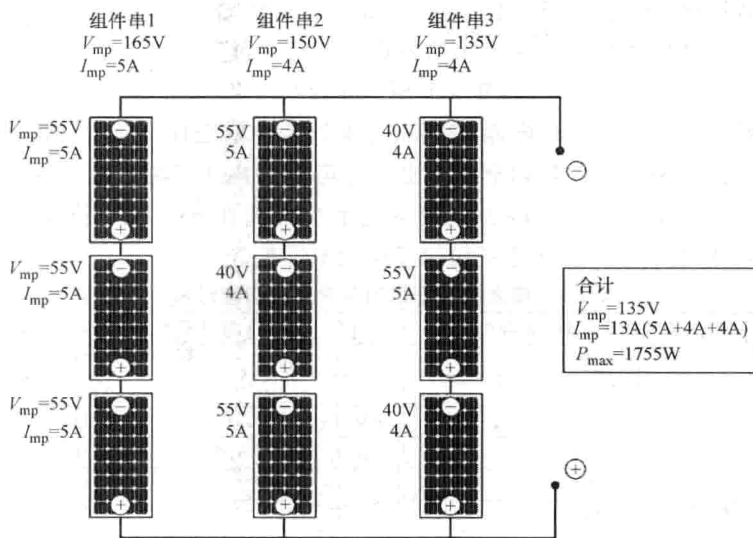


图 4-16 为了计算光伏阵列的输出功率，首先计算每串输出功率（如前所述），然后按照组件方式处理组件串，通过并联组件功率相加来计算阵列输出功率（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

4.3 光伏阵列性能

光伏阵列性能受许多因素的影响：这里讨论影响最大的一些因素（辐照度、温度和遮挡）。

4.3.1 辐照度

光伏电池收到的太阳辐射（阳光）数量很大程度上决定了输出功率。

光伏阵列的输出可使用厂商数据手册提供的性能数据进行估计。所有光伏阵列均有一个额定峰值输出功率，即如果说一个阵列是 1.5kWp 阵列，意味着安装的光伏组件可提供 1.5kW 峰值功率。峰值输出功率是由厂商使用标准测试条件确定的。通过这一信息和当地太阳辐射数据（见第 2 章），可以估计光伏阵列的输出功率。

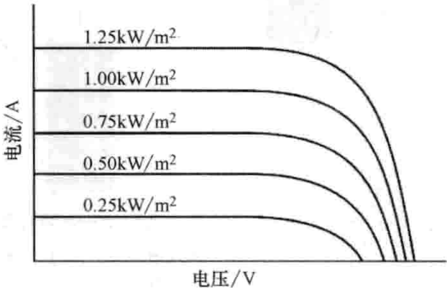


图 4-17 一块光伏电池在不同辐照度下的 *I-V* 曲线，显示了输出功率随着辐照度增加（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

举例

在晴朗天气下，2kWp 光伏阵列接收到 6 PSH 的太阳辐射：6 PSH 等于每天收到 6000Wh/m^2 的能量。输出电能计算如下：

$$峰值输出功率 \times 太阳峰时数(PSH) = 预期输出电能$$

$$2kW \times 6PSH = 12kWh$$

光伏阵列在那一天里产出电能 12kWh（未计入功率损耗因子）。每月的太阳辐射数据均在变化，因此光伏阵列全年输出电能可以从各月辐射数据中估计得出。然而，这种方法没法实际应用，因为光伏系统很少工作在 STC 下。第 9 章将演示当组件不在 STC 下工作时，设计者应如何考虑功率损耗。

表 4-1 澳大利亚悉尼的各月的太阳峰时数

月份	每日平均太阳峰时数(倾角 31°)	月份	每日平均太阳峰时数(倾角 31°)
1 月	5.38	7 月	4.04
2 月	5.11	8 月	4.68
3 月	4.84	9 月	5.33
4 月	4.42	10 月	5.51
5 月	3.87	11 月	5.44
6 月	3.90	12 月	5.57
全年平均	4.84		

注：来源于 NASA。

2kWp 光伏阵列每天平均可输出 2kW × 4.84 PSH/天 = 9.68kWh/天。全年平均输出电能 9.68kWh/天 × 365 天/年 = 3533.2kWh/年。

4.3.2　温度

组件接收的太阳辐射不仅产生电力，还会加热组件。在适宜的气候条件下，光伏组件温度在晴天达到 70℃并不常见。随着温度的升高，开路电压迅速下降，而短路电流缓慢升高。输出功率是电压乘以电流，因此也会降低。当进行系统设计时，工程师通常使用下面的近似公式（根据当地设计规范和导则）：

电池温度 = 环境温度 + 25℃

由于高温反过来影响输出功率，光伏阵列的输出功率计算必须考虑温度影响，即基于工作温度条件来降低阵列输出功率。类似的，低温条件可提高电压，从而增加输出功率，同时需要准确计算系统最大电压限值，保证该电压不超过逆变器额定范围。这些方法将在第 9 章讨论。

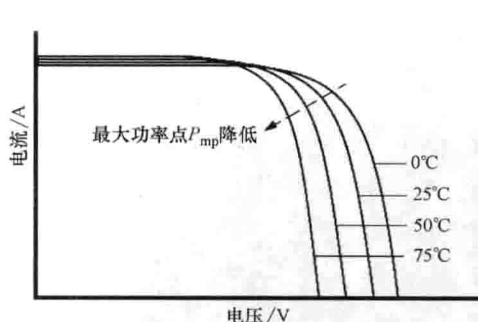


图 4-18　由于功率 = 电流 × 电压（IV），随着电压下降，功率也会下降（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

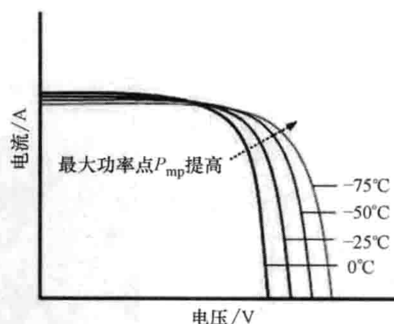


图 4-19　在温度极低的地区，随着环境温度下降，电压升高（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 4-20　光伏组件在寒冷的、阳光明媚地区表现更好，在南极洲的夏季通常用作供电电源。然而，由于在冬季没有一点阳光，一般用柴油发电机作为备用（来源：公共域名/维基百科/美国南极考察队）

光伏阵列的安装方式直接影响到阵列自身的工作温度。当阵列紧贴屋顶表面安

装时，组件背面缺少空气流动来降低组件温度。这有两重负面影响，屋顶自身要散热（特别是锡制屋顶），组件下方还会聚热，因此通常需要对屋顶表面和组件背部强迫通风。如果安装方式不包括这两部分散热，则必须降低阵列输出功率来反映这种负面影响。第6章将更详细地讨论散热问题。

4.3.3 遮挡

光伏电池发电需要阳光。如果遮挡导致光伏电池照不到阳光，则也不会输出功率（甚至电池上的小片遮挡也会导致大量的输出功率损失）。组件中的电池通常串联连接，因此当一块或几块电池受遮挡时，组件输出电流就会减小。如果该组件是阵列的一部分，则阵列输出电流也会减小。如果一块电池受损而不能发电，也会出现这种情况。

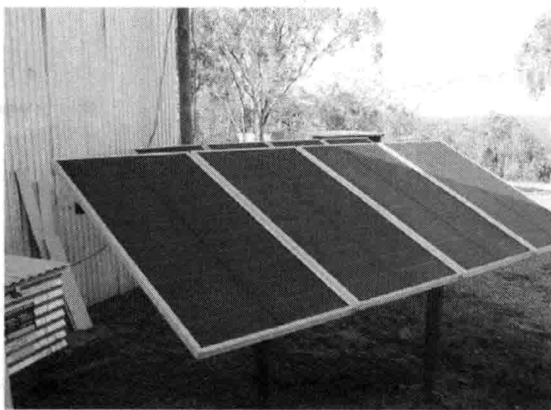


图 4-21 植物、烟囱、建筑物、灰尘和冰雪均会遮挡光伏组件（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

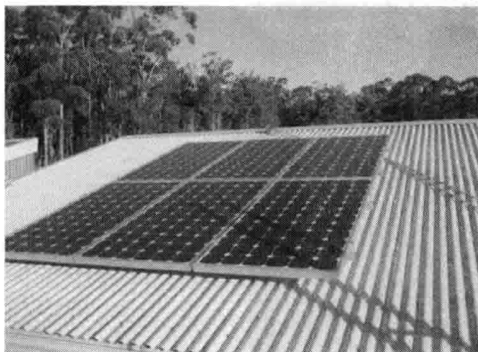


图 4-22 甚至小片遮挡也会大量减少组件输出功率——在特定条件下，小片遮挡减少组件输出功率 80% ~90%，并影响阵列的其他部分（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

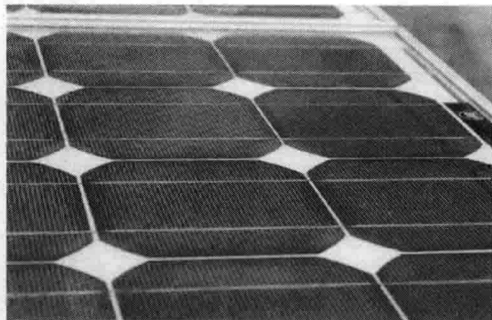


图 4-23 热斑效应导致阵列中的电池变色（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

阵列遮挡可导致不可逆转的损伤。当一块电池受遮挡时该电池输出功率降低，大多数电流由其他电池（未遮挡）产生，并被迫流过那块受遮挡电池，导致发热，出现热斑效应。往往导致电池损坏（开裂），还会损坏玻璃封装。

遮挡很难防止。然而，可使用二极管来旁路临时性遮挡影响（即落在阵列上的树叶）。当一块电池受遮挡或损坏时，二极管给电流提供了另一条路径，从而完全跳过受损或受遮挡的电池，减小对阵列输出功率的影响。这种二极管被称为旁路二极管，生产厂商在每块组件上安装一个、两个或者三个旁路二极管。

第 5 章　逆变器和其他系统元件

光伏系统除了需要光伏组件以外，还需要其他元件来实现有效地、安全地与电网交互。本章讨论逆变器、光伏汇流箱和计量（净电能和总电能）。光伏阵列在第 4 章讨论，光伏阵列边框在第 6 章讨论。

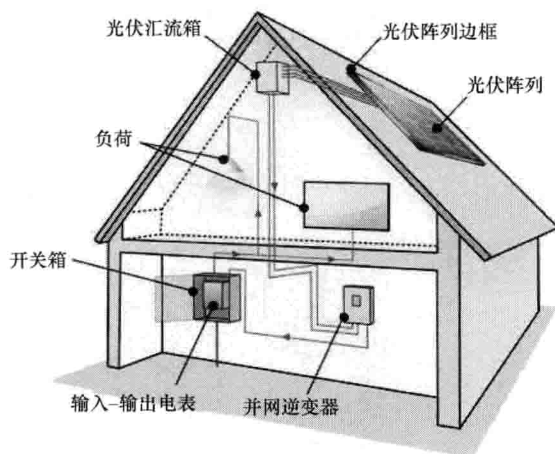


图 5-1　本图显示了基本的系统元件（也可能有其他配置）。这是一个净电能计量方案，光伏阵列发电，并网逆变器转换成交流电，其电力或者就地使用，或者上网（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

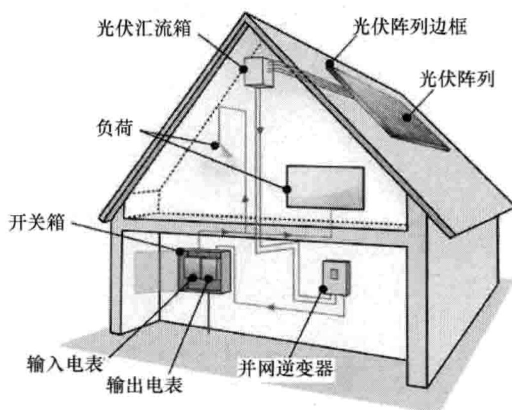


图 5-2　使用总电能计量方案的另一种光伏系统，光伏阵列产生的电力全部上网，而负荷所需电力全部来自电网（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

5.1　逆变器

光伏阵列输出直流电，而典型电网是交流电网，大多数电气设备使用交流电力。为了保证光伏阵列产生的电力输入电网，需要逆变器把光伏阵列输出的直流电转换成交流电。

逆变器的电路设计使这种转换功能成为可能：逆变器通过开关机制来形成交流电，即快速开通和关断电路。然后，使用变压器把电压提高到电网所需电压等级，本章后面将会讨论。

逆变器有两种主要类型：使用蓄电池作为电源的蓄电池逆变器和用于并网光伏系统的电网交互型逆变器。

5.1.1　蓄电池逆变器

许多人对逆变器的使用并不陌生，在使用汽车蓄电池或较大蓄电池等直流电源来驱动标准交流电器时会用到。逆变器取用蓄电池的直流电力，转换成交流电供交流电路和负荷使用。这些逆变器通常被称为蓄电池逆变器或电源逆变器。蓄电池逆变器使用范围很广，并被用在独立光伏系统。在并网系统中逆变器的类型非常不同（见第 1 章）。通常，这些逆变器的连续输出功率范围为 1 ~ 5kW。

在独立系统和备用系统中还有逆变-充电器产品，这些产品能够与电网连接，有多种不同工作方式：①用光伏功率向蓄电池充电；②可通过逆变器向交流负载或电网送电；③蓄电池可通过逆变器提供交流电力；等等。各种逆变-充电器产品的工作范围差别很大，因此需要仔细检查产品规格，确定产品的适用性。

5.1.2　电网交互型逆变器

这种逆变器也称为并网逆变器，用在并网系统中，现在有许多不同类型的产品。这种逆变器的直流输入来自光伏阵列，并与电网所需交流输出相匹配。仅当电网运行时逆变器能够正常工作，并且工作在特定电压和频率范围内。逆变-充电器能否向电网送电，取决于其自身的运行规格，例如美国的一家逆变-充电器生产厂商有一款产品，只能用作电源或直流输入电源，不能向电网输出；还有一款产品带有一套切换软件，允许逆变的交流电输出给电网。

所有电网交互型逆变器均可实现以下这些基本功能：

- 把光伏阵列的直流功率转换成交流功率，交流功率可在现场使用或者通过电表向电网送电。如果没有电网交互型逆变器，也不可能把光伏系统的电力输出到电网。
- 保证送入电网的功率具有适当的频率和电压。如果逆变器转换直流电，但不能匹配电网的频率和电压，则不会向电网送电。
- 使用“最大功率点跟踪”（MPPT）功能，保证逆变器找到光伏阵列的最大功率，并转换成交流电。

• 逆变器内部集成了主动式和被动式安全保护功能，当电网不在可接受的电压和频率范围内运行时，逆变器自动关机。本节将会讨论逆变器保护系统。

电网交互型逆变器在以下几个方面可能差异很大：

• 逆变器是否有一个变压器。

• 变压器的开关频率。

• 光伏阵列和逆变器相互的接口。

• 逆变器额定容量。

• 逆变器有单串光伏功率输入，还是多串光伏功率输入。

• 逆变器用于单相供电，还是多相供电。

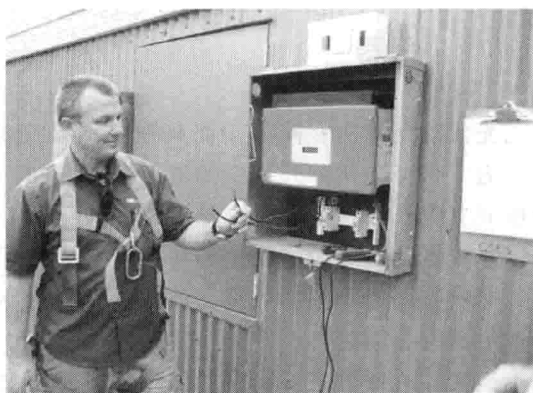


图 5-3 电气工程师正在检测一台电网交互型逆变器（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

5.2 变压器

变压器是使用磁场来升高或降低电源电压的设备。传统上，电网交互型逆变器都要与变压器配合使用，例如高频变压器或低频变压器。由于电子器件发展非常迅速，现在已有许多无变压器型逆变器产品。尽管无变压器型逆变器在美国还没有广泛使用，但它们在欧洲和澳大利亚正在越来越普遍。无变压器型逆变器的优点在于比传统产品重量更轻、效率更高。然而，变压器提供了电气隔离功能，因为电路通过磁场（通常称为电气隔离）连接，而不是像无变压器型逆变器通过物理线路连

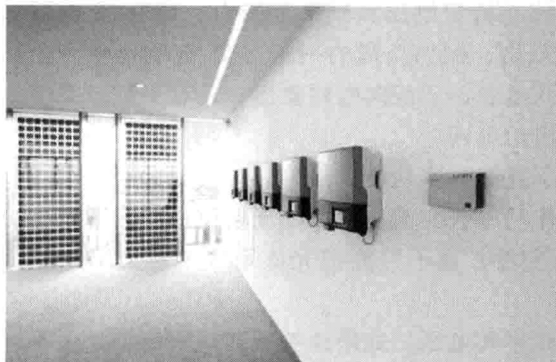


图 5-4 与相同容量（kW）的含变压器型逆变器相比，无变压器型逆变器一般更小、更轻、更高效（来源：SMA 太阳能技术公司）

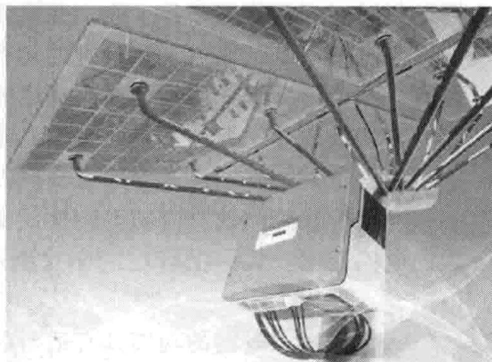


图 5-5 在许多地方，含变压器型逆变器仍然是主流技术，几乎用在美国所有的光伏系统中（来源：SMA 太阳能技术公司）

接。无变压器型逆变器的缺点是由于缺少电气隔离，可能向电网注入少量直流电。有时候使用小隔离变压器来阻止注入直流分量。

逆变器中使用的变压器可以是低频的，也可以是高频的。高频变压器比低频变压器更高效、更轻，但是制造起来更复杂。

Technical data	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 4000TL/V	Sunny Boy 5000TL
Input (DC)				
Max. DC power (@ cos φ =1)	3200 W	4200 W	4200 W	5300 W
Max. DC voltage	550 V	550 V	550 V	550 V
MPP voltage range	188 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V
DC nominal voltage	400 V	400 V	400 V	400 V
Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current / per string	17 A / 17 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2	2 / A: 2, B: 2	2 / A: 2, B: 2	2 / A: 2, B: 2
Output (AC)				
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W	3680 W	4600 W
Max. AC apparent power	3000 VA	4000 VA	4000 VA	5000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz
Max. output current	16 A	22 A	22 A	22 A
Power factor (cos φ)	1	1	1	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Efficiency				
Max. efficiency / Euro-eta	97.0 % / 96.3 %	97.0 % / 96.4 %	97.0 % / 96.4 %	97.0 % / 96.5 %
Protection devices				
DC reverse-polarity protection	●	●	●	●
ESS switch-disconnector	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	–/●	–/●	–/●	–/●
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III	I / III
General data				
Dimensions (W / H / D) in mm	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180
Weight	22 kg	25 kg	25 kg	25 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤ 25 dB(A)	≤ 29 dB(A)	≤ 29 dB(A)	≤ 29 dB(A)
Internal consumption: (night)	< 0.5 W	< 0.5 W	< 0.5 W	< 0.5 W
Topology	transformerless	transformerless	transformerless	transformerless
Cooling concept	Convection	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
Features				
DC connection: SUNCLIX	●	●	●	●
AC connection: screw terminal / plug connector / spring-type terminal	–/–/●	–/–/●	–/–/●	–/–/●
Display: text line / graphic	–/●	–/●	–/●	–/●
Interfaces: RS485 / Bluetooth	○/●	○/●	○/●	○/●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940, RD 1663, G83/1-1, PPC, AS4777, EN 50438*, C10/C11, PPDS			
Type designation	SB 3000TL-20	SB 4000TL-20	SB 4000TL-20/V 0159	SB 5000TL-20

* Does not apply to all national deviations of EN 50438

● Standard features　○ Optional features　– not available

Data at nominal conditions

逆变器可接收的最大阵列功率（Max. DC power）

阵列电压不得超过该值（Max. DC voltage）

阵列电流不得超过该值（Max. input current）

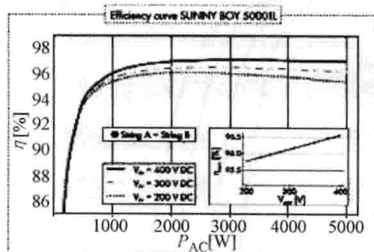
逆变器效率（Max. efficiency）

物理参数（Dimensions, Weight）

逆变器必须工作在这个温度范围（Operating temperature range）

指示逆变器安装环境（Electronics protection rating / connection area）

质保（Warranty）



Accessories



www.SMA-Solar.com　　SMA Solar Technology AG

图 5-6　与光伏组件类似，所以逆变器均有一张数据表，突出显示了重要信息，见第 9 章（来源：SMA 太阳能技术公司）

5.3 主流逆变器技术

这是电网交互型逆变器的一般性分类。在每种类别中，还有许多不同尺寸、不同特性的逆变器品牌和型号。使用正确的逆变器非常重要，在第9章将会讨论。

专栏5.1 最大功率点跟踪器

最大功率点跟踪器(MPPT)使用电子电路,使光伏阵列尽可能输出最大功率。MPPT不是机械跟踪系统,而是基于电子电路的系统,可以改变组件电气工作点,保证最佳性能,从而最大化输出功率。

MPPT在全天内按固定时间间隔跟踪阵列的最大功率点(P_{mp})(即由不同辐照条件或遮挡引起)。而逆变器复杂的电子电路把阵列的最大功率转换成220V交流电。

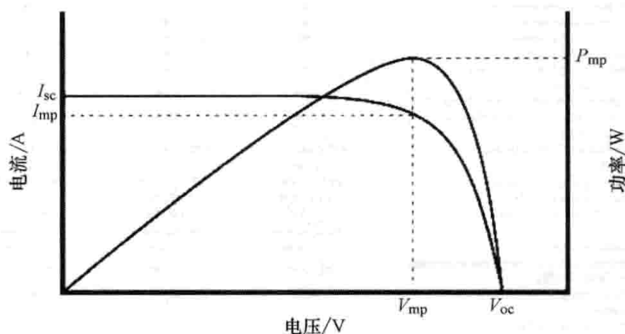


图5-7 通过 I-V 曲线和功率曲线叠加,寻找 I_{mp} 和 V_{mp}

(来源:Global Sustainable Energy Solutions)

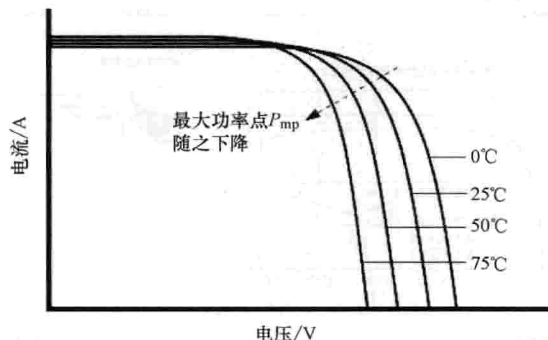


图5-8 随着温度升高,最大功率点下降

(来源:Global Sustainable Energy Solutions)

5.3.1　支路逆变器

支路逆变器用于 1kWp 到 11kWp 的小型系统。支路逆变器均含有一个最大功率点跟踪器（MPPT），直流输入电压在特低电压（ELV）到 1000V（低压，LV）之间变化。支路逆变器按不同方式连接，如图 5-9、图 5-10 和图 5-11 所示。

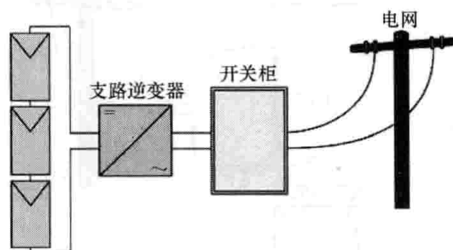


图 5-9　支路逆变器连接一串光伏组件。光伏阵列由并联的两串组件构成，而逆变器只有一个输入端，这意味着逆变器只能接受一串光伏组件的输出功率。这是一种比较稳定的配置，因为没有来自其他组件串的干扰（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

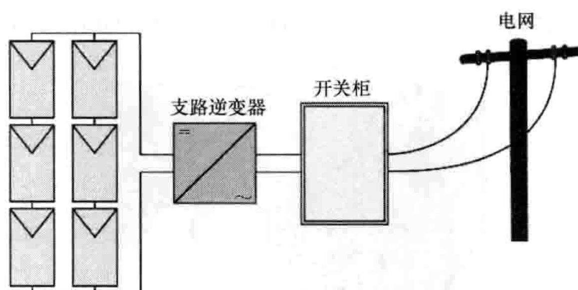


图 5-10　同一台支路逆变器有可能连接多串光伏组件，但是如果一串的输出功率较低（由于遮挡或损坏），将会影响整个阵列的输出（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

5.3.2　多支路逆变器

多支路逆变器还是一台逆变器，但是有多个 MPPT 输入端。因此，光伏阵列可以分成多个支路，每个支路连接到逆变器的一个 MPPT 输入端。

这类逆变器的好处在于如果组件朝向不同，则阵列可以分成不同支路，在同一支路中的全部组件朝向相同。然后各组件串连接到专用的 MPPT 端，所以与只有一个 MPPT 端的逆变器相比，系统输出能量更多。多支路逆变器一般比使用多台逆变器要便宜，在光伏阵列各部分朝向不同或者遮挡程度不同的情况下具有输出能量更高的优势。

5.3.3　集中型逆变器

集中型逆变器与带多个组件串的支路逆变器非常相似，区别在于集中型逆变器

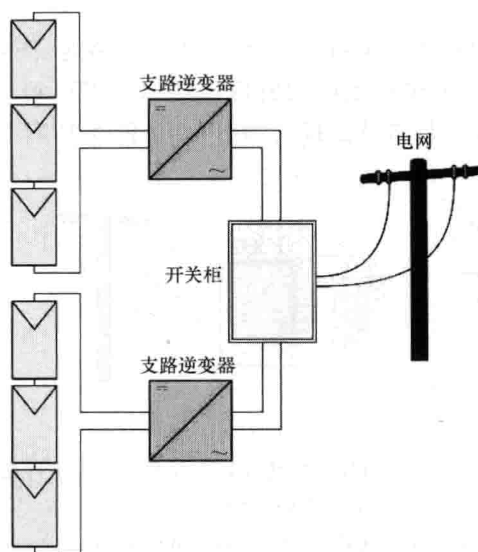


图 5-11　可使用多台逆变器提高系统可靠性。如果一台逆变器故障，其他逆变器还能工作，系统可以继续输出功率（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

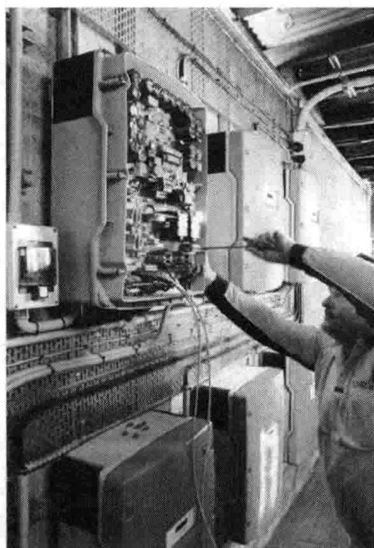


图 5-12　Solgen Energy 公司为悉尼海港协会信托基金在鹦鹉岛上安装的多支路逆变器（来源：Solgen Energy 公司）

一般用于大型系统（>10kWp）。在这些系统中，阵列可以分成许多子阵列，每个子阵列由多个组件串构成。

在一些系统中，一台大型逆变器就可能适合整个光伏阵列，或者集中型逆变器

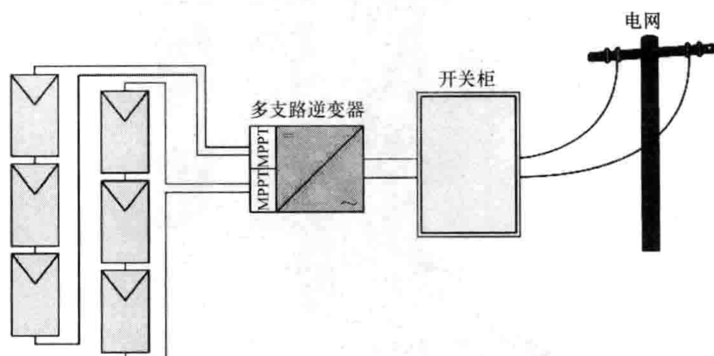


图 5-13　两个组件串分别连接在不同的 MPPT 端，如果其中之一被遮挡，不会减少另一串的输出（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

可能是容纳若干小型多支路逆变器的一个柜子，表现出一个电气输出。否则，将需要许多逆变器，例如 100kW 系统需要 5 台 ×20kW 逆变器。

一些大型集中型逆变器生产厂商优化了设计，例如一台集中型逆变器由多台较小的逆变器组成，根据有效光照产生的功率，有选择性的运行。这种配置方案提高了集中型逆变器的工作效率，特别是在低于峰负荷运行时。

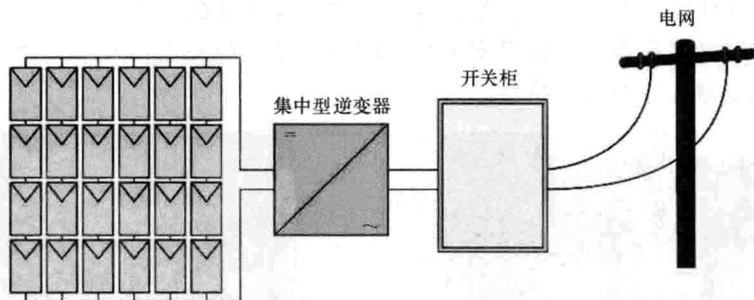


图 5-14　多个组件串连接到集中型逆变器（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

5.3.4　组件逆变器

组件逆变器也称为微逆变器，其设计成安装在光伏组件背面的小型无变压器型逆变器（一些逆变器有一个隔离变压器来减小直流注入电流）。

在多年以前，出现了许多 100～300W 的组件逆变器。在 2009 年，这种产品再次出现在并网光伏系统市场上。组件逆变器有两大主要好处：由于每块组件均能输出交流电，不再需要从阵列引出直流电缆；交流电缆可以在各组件处并联连接，然后在合适的位置接入电网。逆变器也很小、易于制造，并且具有模块化的好处（类似光伏组件），意味着将来能以很低的成本把更多组件和逆变器集成到系统里。

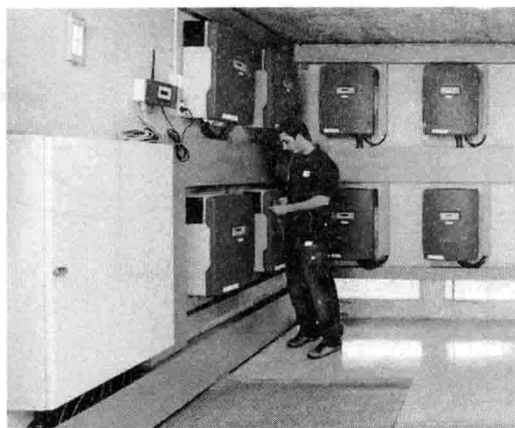


图 5-15 对于超大型系统而言，可能需要一整屋的集中型逆变器。
这里是 SMA Sunny Mini 系列集中型逆变器（来源：SMA 太阳能技术公司）

过去的组件逆变器通常更贵，即单位功率的成本（$/W）比其他逆变器更高，但是市场上最新的组件逆变器在光伏系统工程中与安装一台逆变器的成本相当。

组件逆变器的缺点与光伏组件背面安装有关。如果逆变器失效，逆变器的维修和更换工作需要从阵列中拆除这些组件，从而找到组件背后的逆变器。如第 4 章所讨论，白天光伏组件温度升高很多，因此与逆变器放置在有遮挡的墙上或者室内的情况相比，组件逆变器的工作温度更高，增加了逆变器失效的风险。生产厂商应当提供组件逆变器的高温工作特性。

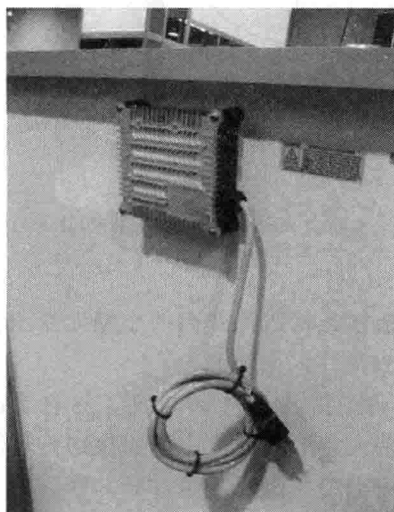


图 5-16 附着在组件背面的微逆变器
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

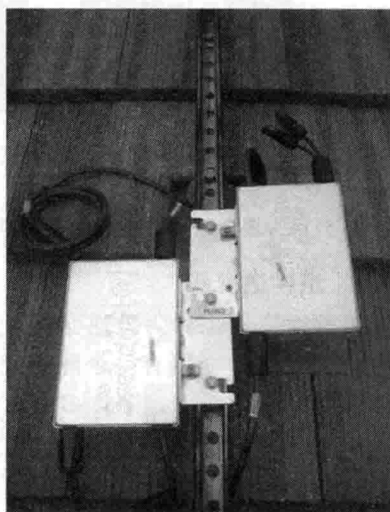


图 5-17 美国市场上的微逆变器
（来源：BMC 太阳能公司）

最新的微逆变器提供了与市场上其他逆变器相似的数据记录和通信特性，或者通过当地交流电网，或者通过网站。

表 5-1 逆变器的类型和特性

逆变器类型	组件逆变器	支路逆变器	多支路逆变器	集中型逆变器
功率范围	100～300W	700～11000W	2000～17000W	10000～300000W
MPPT	有	有	多个	多个
典型效率	95%	93%～97%	97%	97%
优点	不需要直流电缆；易于集成更多组件	技术成熟	多个 MPPT，技术成熟	成本（$/W）最低，在一个地点安装
缺点	故障逆变器更换困难	仅有一个 MPPT		如果逆变器故障，没有冗余性

5.4 逆变器保护系统

只有当交流电网正常运行且在电网预定运行条件范围内时，并网逆变器才会工作。如果不满足这些条件，并网逆变器断开连接，并且不会从光伏阵列输出任何功率。逆变器可用来镜像反映电网自身的运行状况。在输出功率时，逆变器内部的 MPPT 软件按照匹配电网状况来优化光伏阵列输出。电网交互型逆变器与两类典型保护配合使用：主动式和被动式，两种类型均在过频/欠频或过电压/低电压条件下关闭逆变器。这种保护的目的是在出现极端条件时，作为逆变器的自保护，以及保护电网，因此逆变器在看不到电网时将会断开连接，例如电网崩溃条件下。

5.4.1 自保护

逆变器具有多种问题的保护机制：

• 错误连接：如果逆变器与光伏阵列连接不正确（如反极性），逆变器不工作，并且大多数情况下会被损坏。尽管一些逆变器提供了错误连接的保护，但是大多数逆变器质保范围不包括这类损坏。

• 温度：逆变器对温度变化很敏感，生产厂商将规定逆变器的工作温度范围。一些逆变器在温度升高到厂商规定范围以外时会减小输出功率或者关闭逆变器。尽管逆变器可能具有过热保护，让逆变器保持充分的通风和散热还是非常重要的，过热会导致逆变器损坏。

• 直流电压过高：所有并网逆变器均有一个正常工作的规定电压范围。如果直流电压超过了逆变器可承受的最大直流电压，一些逆变器会停机来保护电路，但是逆变器仍有可能损坏。还有一些逆变器不具有类似保护。

5.4.2 电网保护

如果电网断电或者电网运行在预定参数以外（如低电压/过电压、低频/高频），电网交互型逆变器必须能够从电网断开连接。在这些情况下，逆变器断开连

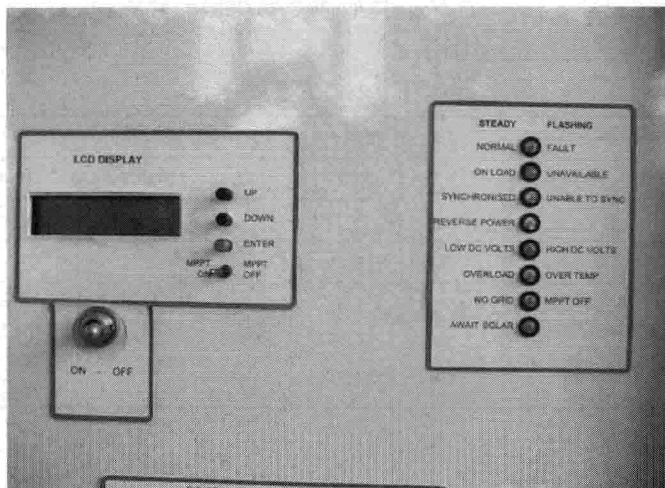


图 5-18　逆变器的前面板通常会显示阵列故障
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

接是为了在电网不工作时避免继续向电网输出电力。

常常有人担心如果一片区域内连接到电网的逆变器数量众多，而电网供电出现中断（如汽车撞倒电线杆导致电缆断裂），逆变器有可能彼此互动，意味着彼此之间电压和频率成为相互的参考（即单台逆变器仍将认为电网“运行”，并继续向电网输出电力）。当电网工作在所需电压和频率以外时，被动式保护将停止逆变器，在这种情况下被动式保护可能不工作。这个现象称为“孤岛”。因而在被动式保护以外，还需要主动式保护。“孤岛”对公共电网来说是一个严重的安全担忧，例如，如果电网停电，技术人员正在工作，此时必须确保所有并网光伏系统也与电网断开。孤岛显然对正在维修电力线路的工人构成了触电危险，并有可能损坏输电设备。

“孤岛”问题可通过逆变器的主动式保护和被动式保护来处理。许多标准要求电网交互型逆变器同时具有两种保护特性。被动式保护由逆变器提供检测电网电压和频率的能力，即如果逆变器检测到电网过电压/低电压、过频/欠频，则关闭逆变器。主动式保护由逆变器检测可能改变电压的频率不稳定、频率偏移或功率变化，如果发现任何上述条件，则通过该主动式保护关闭逆变器。

当引起保护动作的条件消除后，此时逆变器与电网再次同步，逆变器将经过一段时间再重新接入电网，通常情况下小于 1min。一些国家要求在其境内销售的逆变器具有从逆变器检测出电网稳定到逆变器重新接入电网期间的最小时延。给时延通常编程在逆变器内部。

系统平衡部件：光伏阵列和逆变器以外的系统设备

除了光伏阵列和逆变器以外，系统正常运行还需要众多的其他元件。它们整体

被称为系统平衡部件（BoS），一般必须符合当地和/或国家的规范与法规。系统平衡部件由连接和保护光伏阵列及逆变器所需的元件组成，包括电缆、断路器/隔离开关、保护器件和监控设备。下面列出关键的系统平衡部件及其详细信息：

• 直流电缆包括阵列内部电缆（用于连接不同组件和组件串来形成光伏阵列的电缆）、从光伏阵列到光伏汇流箱的电缆（如果需要），以及从光伏汇流箱到逆变器的电缆。

• 光伏汇流箱，一般只在光伏阵列包含多个并联支路时使用（见第 4 章），位于光伏阵列和逆变器之间。

• 组件接线盒位于每块组件的背面，通常用于把光伏电池的连线汇集在一起，形成一个光伏组件。

• 通常许多地方标准和规范要求使用保护和分断器件，如直流和交流主断路器及隔离开关。

• 防雷和浪涌保护。

• 计量：建筑物已经有一块电表，用于计量流入和流出建筑物的电力。工程人员要根据当前电表是否满足系统需求，决定是把原有电表纳入新建光伏系统，还是安装一块新电表。电表可计量总电能或净电能，两者区别很重要，后面还将讨论。

• 连接逆变器和电表的交流电缆，连接电表和电网的交流电缆。

• 光伏阵列接地电缆。

• 监控系统：大多数光伏系统与某种类型的监控系统配合使用，从而业主能够看到其系统输出，并且快速发现问题，例如功率输出下降。

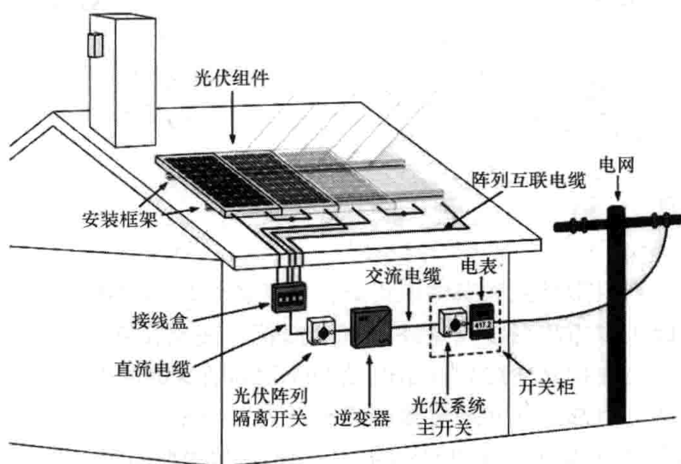


图 5-19　除了接地电缆以外的关键系统平衡部件
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

5.5 电缆

在20世纪90年代，随着并网光伏系统应用的持续升温，有人研究了使安装时间更短、更简单的方法。许多生产厂商开发出了插拔式连接方式，现在使用已经很普遍。

插头为一正一反，减小了组件串联过程中出现错误的风险。通常还有闭锁机构，很难通过拉拽电缆使其分开。

许多组件生产厂商提供的组件就带有电缆和插头，连接在光伏组件背面的接线盒（见图5-22）里。也可以单独购买电缆和插头，从而可按照实际安装的长度来配置电缆。对某些安装情况，通常需要较长的电缆。

电缆的选择要满足光伏阵列输出电流和输出电压，并且最小化电压降。典型电缆规格包括：$2.5mm^2$、$4mm^2$ 和 $6mm^2$。这几种规格适用于大多数系统。第10章将讨论电缆规格选择。用于小型并网光伏系统的交流电缆及接地电缆与建筑用电缆相同。

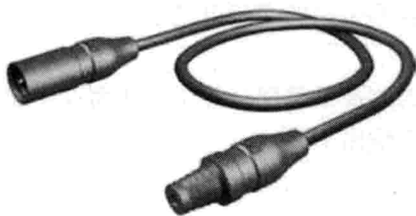


图5-20 光伏电缆插头样例
（来源：Multicontact）

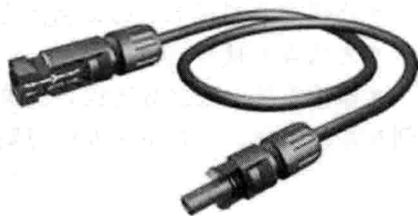


图5-21 光伏电缆插头的另一个样例
（来源：Multicontact）

5.6 光伏汇流箱

如果光伏阵列由多个并联组件串组成，则从各组件串引出的电缆可接入一个光伏汇流箱，有时也称为阵列接线盒或直流汇流箱。甚至在阵列只有一个组件串时，也可用光伏汇流箱连接光伏阵列输出电缆和阵列到逆变器的电缆，特别是在阵列电缆的直径大于阵列内部组件互联电缆的情况下。

如果有多条并联组件串，则光伏汇流箱便于把从不同组件串引来的正、负电缆连接起来，并引出一对正、负电缆与逆变器互联（通过直流主断路器/隔离开关）。

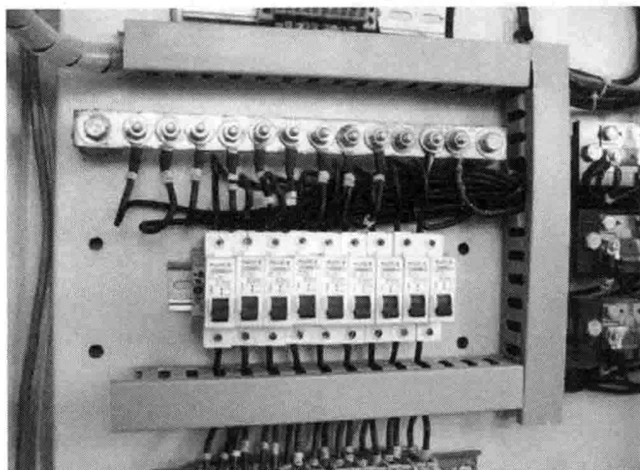


图 5-22　光伏汇流箱及其过电流保护器件，本例是断路器。把断路器装在光伏汇流箱里便于接近（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

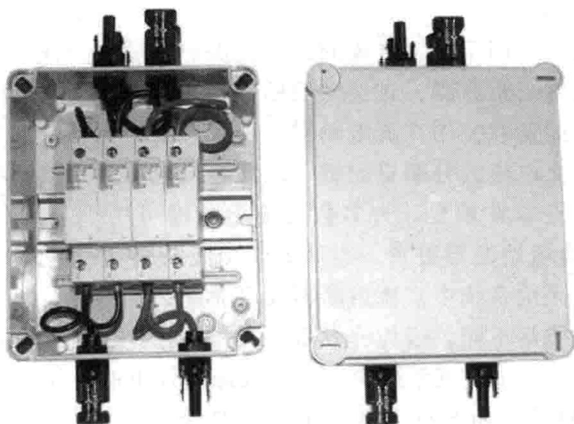


图 5-23　光伏汇流箱显示了组件串熔断保护措施（来源：澳大利亚 DKSH）

5.7　组件接线盒

在一些标准的光伏组件里，导线接线封闭在组件背面附着的组件接线盒中。接线盒包括汇流端子，可安装电缆或导线管。这样，电缆可以直接装入接线盒的端子。在一些光伏组件上，组件接线盒被永久性地密封在组件背面。



图 5-24　在光伏阵列中组件背面的组件接线盒
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

5.8　断路器和熔断器

熔断器和断路器常用于光伏系统的过电流保护。通常，在逆变器的阵列接入侧使用直流熔断器或直流断路器，在逆变器的电网侧使用交流熔断器和交流断路器。光伏系统的规范可能要求使用直流熔断器，而直流熔断器与常规电器使用的交流熔断器差异很大。直流电流的分断更困难，因此直流电器所用熔断器应按照直流额定值选取，确保这一点非常重要。大多数直流熔断器可用于交流电器（生产厂商一般会注明），但是直流熔断器更贵。类似的，交流断路器与直流电路不兼容，反之亦然。值得注意，光伏系统中直流熔断器及直流断路器的运行与交流系统交流熔断器及交流断路器也非常不同，因为光伏是一个电流受限的电源（即阵列的最大电流是其短路电流 I_{sc}）。在交流系统中，由于故障条件下的电流非常大，熔断器和断路器会快速熔断/断开，而光伏系统在故障条件下的电流（I_{sc}）比正常工作电流（I_{mp}）高得不太多，支路熔断器和断路器有可能不能断开电路。因此，迫切需要光伏系统安装人员具有从事电气系统（特别是光伏系统）工作的资质，并且熟悉过电流保护及其安装的地方规范。

熔断器用于保护电路中的导体不受过大电流的损坏，降低由导体过热引起火灾的风险。熔断器通常由一小段安装在绝缘外壳中的导体组成，该导体容量足以承载负荷电流，在故障条件下熔断器将断开电路。熔断器有可重接线熔断器，也有高分断能力（HRC）的管式熔断器。有人认为可重接线熔断器不足以保护线路系统，所以应当使用管式熔断器。熔断器一般设有电流额定值，即在熔丝熔断前通过的电流。断路器是一种在故障条件下断开电路的机械器件；当故障消除后，这种开关可

手动操作，闭合电路、恢复电流。当电流超过熔断器或断路器额定值时，将使该器件动作（断开），阻止电流流过。

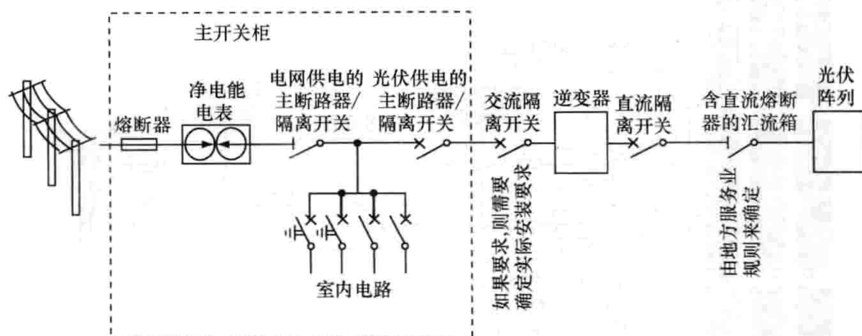


图 5-25　当考虑可能的阵列接线方式时，通常要检查备选设计方案与当地线路规范/标准的符合性（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

熔断器和断路器不仅可作为故障（过）电流保护，而且可作为分断器件，如下所述。故障电流保护用在系统直流侧（光伏阵列、子阵列和组件串）以及系统交流侧（在光伏系统的电网侧通常有断路器）。过电流保护要求和额定值在各个国家也不尽相同，因此查阅国家规范很重要。

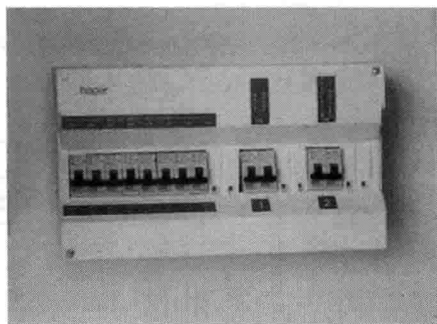


图 5-26　并网光伏系统中的断路器（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

光伏主电路断路器/隔离开关

断路器/隔离开关把设备从电网和电源隔离出来，关断电路中的功率。如图5-27、图 5-28 和图 5-29 所示，逆变器的直流侧和交流侧均应当安装断路器/隔离开关，直流侧要使用直流断路器。

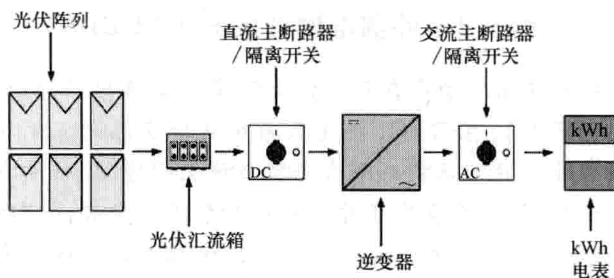


图 5-27　直流和交流断路器/隔离开关的位置（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

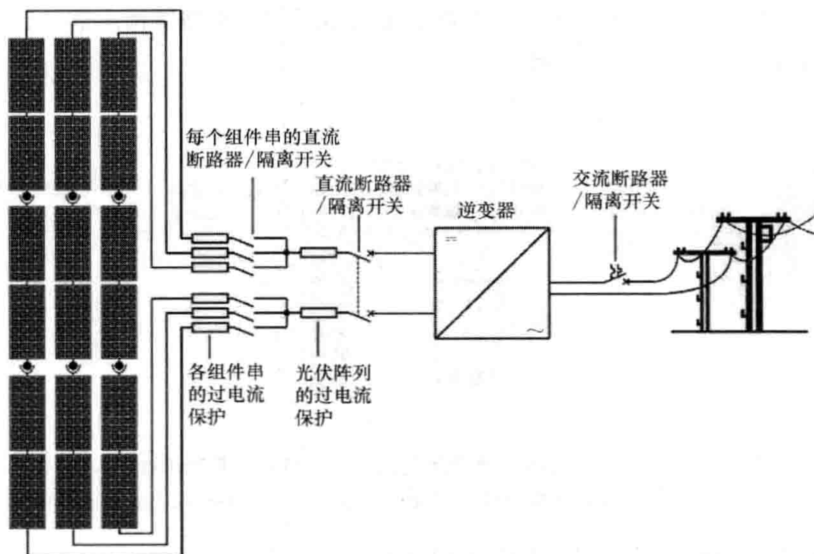


图 5-28 三个组件串的光伏系统示意图，其中包括交流和直流断路器/隔离开关及过电流保护等保护器件（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

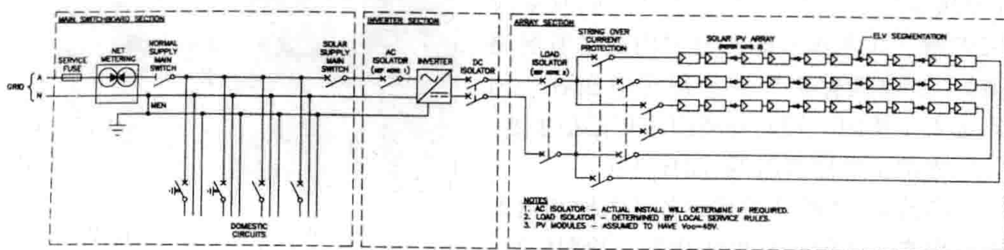


图 5-29 显示了主电路断路器/隔离开关和过电流保护的原理图。ELV 部分在第 8 章解释（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

专栏 5.2 外部电网分断开关(UEDS)

在美国销售的逆变器除了有在开关板上的交流断路器以外，通常还有一个外部电网分断开关(UEDS)，在需要时把光伏系统从逆变器交流侧和电网断开。典型情况下，UEDS 集成在逆变器内部或者安装在逆变器旁边，便于电网工作人员接近，在当地电网例行维护或紧急维修时可以断开系统。以前，UEDS 是强制性要求的器件，但是现在各州和所有电网公司对小型系统都不再做这种要求，并且 UEDS 在美国之外使用并不广泛。为了确定 UEDS 是不是电网公司和监管机构要求的交流隔离开关，应当检查地方、国家的规范和条例。注意，当电网停电时功能正常的逆变器将停止工作，这就是为什么许多光伏专家认为这种开关非常多余。



图 5-30　针对美国市场设计的逆变器,与逆变器下方的一个大型 UEDS 配合使用(来源:Global Sustainable Energy Solutions)

5.9　雷击和浪涌保护

需要或不需要雷击和浪涌保护，取决于系统要求和地方规范。如果需要，这类保护可能在逆变器的直流侧（来自光伏阵列的雷击保护）和交流侧（来自交流电网的雷击保护）都需要。

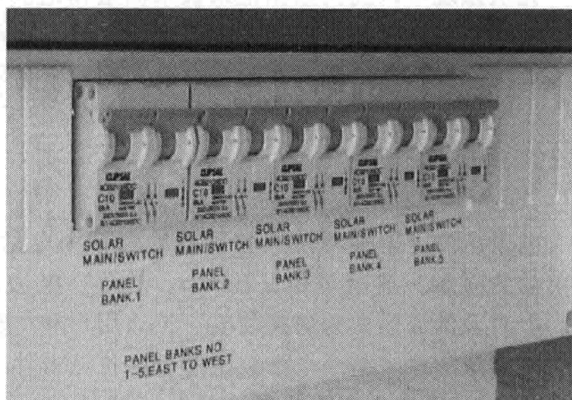


图 5-31　这些微型断路器（MCB）给逆变器提供过电流保护（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

这类保护必须根据保护设备生产厂商的推荐情况决定其准确位置。通常放置在光伏汇流箱里，因为那里的光伏阵列导线已经彼此靠近。另外，如果通过调制解调器实现逆变器远程监控，则保护设备应当连接在线路侧调制解调器的电话线上。

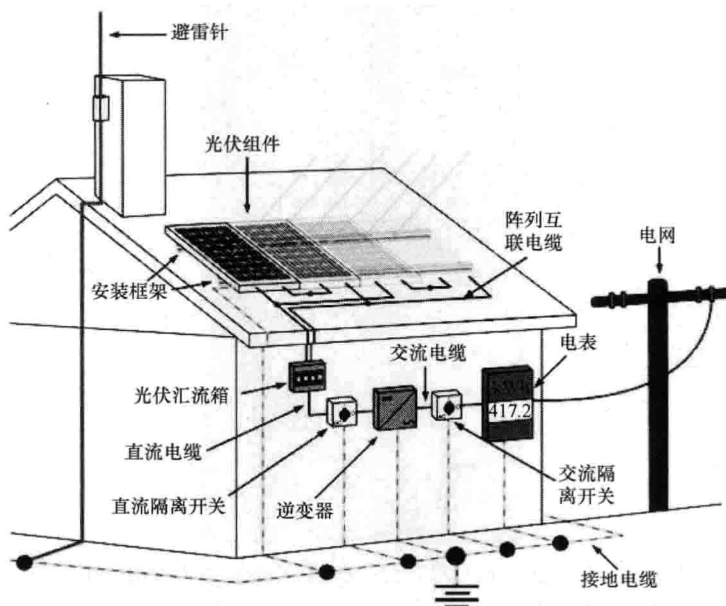


图 5-32 系统安装布局，显示了按澳大利亚国家规范设置的雷击保护和通用接地点。不同地点，布局方法可能也不同，应当遵循国家规范（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

5.10 系统监控

光伏系统可以使用数据记录仪来测量和记录系统性能信息。所记录信息包括时间、系统功率、系统电压和系统温度。然后，这些信息有可能发给一个由逆变器厂商维护的中央网站，或者在学校、公司网站上显示，或者在其他地方显示。

5.11 计量

电表记录了电表所接入建筑内的负荷用电量，单位为 kWh。电表记录下用电量单位的数量，典型单位是 1kWh。然后，电力用户根据为其设定的电价支付电费。电力分销商通常为居民住宅、工业用户和/或商业用户设置不同费率。

最简单的电表是一个带校准转盘的机械器件，当用电时旋转，如图 5-36 所示。图 5-35 中的数字电表更复杂，可以记录下一天中的用电时间。当一天中电价随时间变化时，可使用这种类型的电表。根据供电商和地区，决定并网光伏系统所安装电表的类型。



图 5-33　数据记录仪的软件示例
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 5-34　转轮式电表，旁边是光伏系统的标牌
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

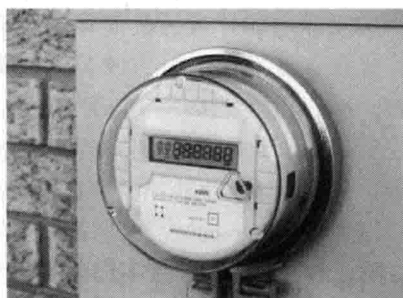


图 5-35　更复杂的数字电表，也称为智能电表，许多政府和电力公司已经开始引入智能电表，预期将来会广泛使用



图 5-36　净电能电表中央的转盘清晰可见：在用电（建筑物内的负荷）时，正向旋转；在发电（光伏系统）时，反向旋转

5.11.1 净电能计量

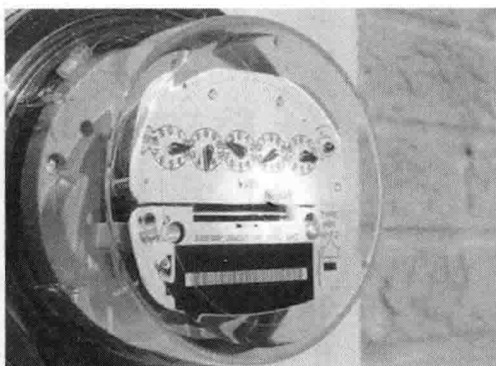


图 5-37 美国通常使用的电表

净电能计量是电力公司测量某现场用电量和该现场发电量之间差值的一种方法。在典型的住宅系统中，在光照峰值时段（通常在早上 10 点到下午 3 点或 4 点），系统所发电力输出给电网；在傍晚时段，用户使用电网的电力。如果发电量少于用电量，则没有净电能输出，用户向电网支付差额部分的电费。如果发电量多于用电量，则出现净剩余发电量（NEG），电网向用户支付 NEG 部分的电费，或者折算到下个月的账单里。净电能计量在美国应用非常普遍，许多州电力公司必须为安装了并网光伏系统的用户提供净电能计量。

实现净电能计量的最简单方法是允许机械式电表在双方向转动。在这种方案里，光伏系统发出的电力或者向负荷直接供电，或者向电网输出电力，后者使电表反转，减小电表记录的实际用电数量。在傍晚时分，由于电网向负荷供电，电表将会正转，从而增加电表记录的用电数量。在这种方案里，电表是一个有效的净输入电表，用户只对电网供电且电表记录的电能部分付费。

这种计量方案的缺点是用户既不知道光伏系统的确切发电量（单位为 kWh），也不知道确切的用电量，并且不记录由光伏系统发出、直接供给建筑物负荷的电能。

如果当地的分销商要求用这种计量方案，则推荐安装人员单独安装一块电表（如果逆变器没有电表），记录下光伏系统发出的确切电能。进而可以分析系统性能，并且通过与输出电表的数值进行比较，确定直接供给建筑物负荷的电能有多少。

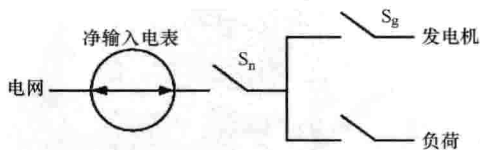


图 5-38 能够双向转动的净输入电表图

（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

5.11.2 总电能计量

总电能计量是电力公司使用的一种方法，单独测量现场的光伏发电总量和用电量。这种方法常用于欧洲、澳大利亚等使用总电能上网电价的地方（见第 13 章）。总电能电表使用两个转盘（一块用电、一块发电）；或者安装两块机械式电表，每块仅能朝一个方向旋转。输出电表记录下白天光伏系统发出后送入电网的发电量，

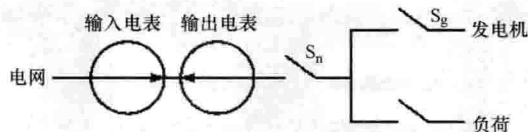


图 5-39　使用两块电表的净输入计量图：一块测量输入，另一块测量输出。通过输入电表上的数字简单地减去输出电表上的数字，就能计算出 NEG（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

而输入电表记录下来自电网的确切用电量。

在这种方案中，从输入电能减去输出电能，用户对净输入（净计量电能）付费；或者输出电能和输入电能分别定价，使用户获得利润。总电能计量也可以使用电子式输入和输出双向计量电表。

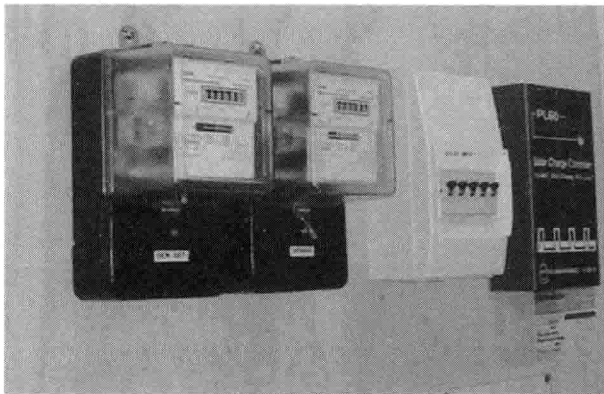


图 5-40　两个计量器件，一块测量发电量，另一块测量用电量（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

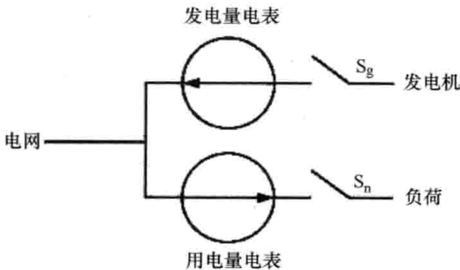


图 5-41　总电能计量系统图
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

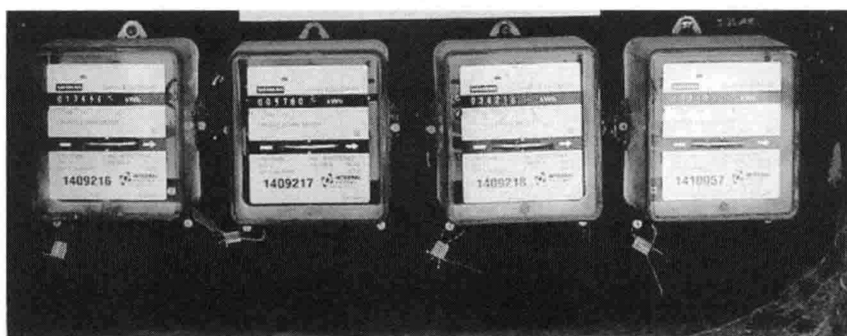


图 5-42　多块电表很常见，通常用于开启/关断峰负荷需求计量以及管道式空调等大型电器（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

第6章　安装系统

本章介绍光伏阵列安装的不同技术。首先探讨屋顶支架系统，常用于城镇小规模系统安装，包含四种不同技术。其次介绍地面支架系统的两种不同技术，地面支架系统一般用于大型系统安装，但是也可用于具有充足空间的小型系统安装，例如农场。此外，还介绍了太阳跟踪系统，使光伏组件跟随太阳轨迹转动，并捕获大量太阳辐射能。本章最后围绕支架系统的安全问题进行探讨。

安装人员熟悉这些支架系统以及安装光伏阵列的地方要求，这一点很重要。一些地区要求必须通过审批程序，才能获准安装。遵循厂商的安装指南也很重要，从而产品质保不会打折，并且结构认证保持有效。一般要确定支架系统兼容要安装的光伏组件。

6.1　屋顶安装系统

对于安装并网光伏阵列的住宅或商业建筑，最常用的安装方式是屋顶安装系统。安全、可靠地把光伏阵列固定在屋顶上极其重要。除了安全性以外，还有另外三个因素要在选择屋顶安装系统时考虑：光伏组件朝向及接收的太阳辐射量、组件通风散热和光伏系统的整体美观性。

光伏组件接收的太阳辐射量将直接影响其输出功率，因此要通过使用安装系统进行优化，保证光伏阵列处在该场址上的最佳朝向和倾角。如果光伏组件按照屋顶倾角和朝向安装不能达到这一效果，安装人员就要考虑使用安装系统，使组件朝向最佳倾角和朝向，从而提高光伏组件输出功率。

理想情况下，安装系统应当尽可能在屋顶之上留有足够间距，增加光伏组件周围的气流。这种通风措施实现了对流冷却功能，能够降低白天的光伏组件温度。正如第3章的讨论，组件性能在较低温度下表现更好，通风可改善光伏阵列的性能，反之，如果组件背后不通风，则会降低组件的输出功率。

对家庭用户来说，光伏系统的美观性一般有较高的优先级。屋顶光伏系统除了要考虑与建筑浑然一体，通常还要考虑较好的美观性。伴随这种视觉需求而来的还有成本增加，特别是在影响通风的情况下。当光伏组件靠近屋顶安装时，热量从光伏阵列下方散逸的可能性要小于组件倾斜安装方式。因此，安装位置接近屋顶的方式可使光伏组件工作在较高温度，其结果是减少输出功率。另外，靠近屋顶安装的光伏系统将按照屋顶倾角和朝向安装，如果这不是最佳安装角，也会给光伏阵列输出功率带来负面影响。

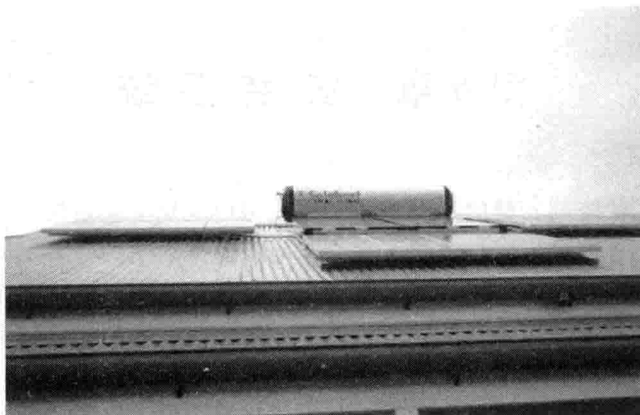


图 6-1 这种安装策略要求良好通风。太阳电池组件越靠近屋顶，就会提高运行温度，因此降低了系统性能
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 6-2 这种安装策略将不允许气流通过
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

在这些因素之间做出折中选择是非常复杂的，安装人员应当给用户提供各种折中方案以及在各种安装方式下系统性能的相关信息，从而使用户在全面了解各种信息的条件下做出决策。下面重点列出不同类型的屋顶安装系统。这些安装系统均是固定式，即不可移动的，每种方式均有其独特的优势。

6.1.1 倾斜屋顶安装方式

倾斜屋顶安装方式通风好、易于安装、相对较便宜，因此是最常用的屋顶安装系统。这类系统安装在屋顶表面的正上方，光伏阵列和屋顶的倾角、朝向一致。倾斜屋顶安装系统一般附着在屋顶的结构性元件上，例如通过方头螺栓或固定托架附

着在椽条上。

然后，把水平轨道安装在这些托架上，用光伏组件夹具把组件紧固在轨道上。通过这种方式，轨道把光伏组件抬高到屋顶表面之上，增加了阵列下面的空气循环。倾斜屋顶安装方式在组件周围留有一些通风通道，并且还是相当靠近屋顶，因此被认为是综合考虑了美观和通风的一种杰出方案。通常倾斜屋顶安装方式使用的材料包括铝、不锈钢和镀锌钢。

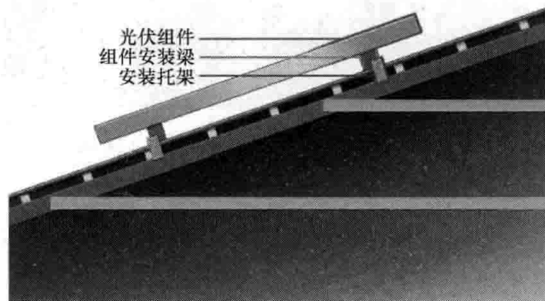


图6-3 倾斜屋顶安装方式或对峙安装方式一般附着在椽条上
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

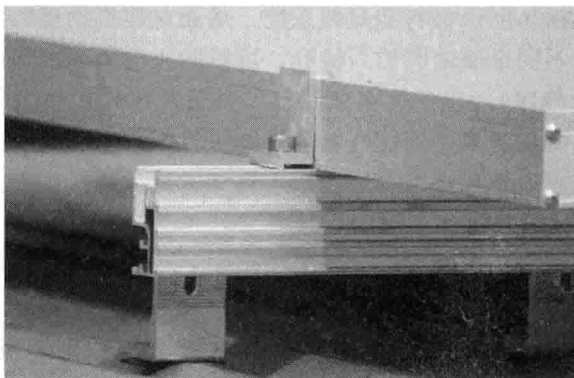


图6-4 一个倾斜屋顶安装系统案例，清晰地显示了组件夹具
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

6.1.1.1 适合瓦片屋顶的倾斜屋顶安装方式

在瓦片屋顶上安装光伏系统要比金属屋顶花更多时间，因为在安装系统和屋顶连接处（附着点）的区域上要先去掉瓦片、再重新安装瓦片，这项处理工作非常耗时。安装人员通常使用屋顶挂钩把托架和瓦片下的椽条连接起来。这个挂钩形状类似鹅颈状，并且有一个突出臂用于连接到轨道系统。在连接椽条顶部或侧面时，不同厂商有不同设计方案，可用于不同类型的瓦片。

当计划安装瓦片屋顶光伏系统时，考虑瓦片的重新安装也非常重要。安装人员

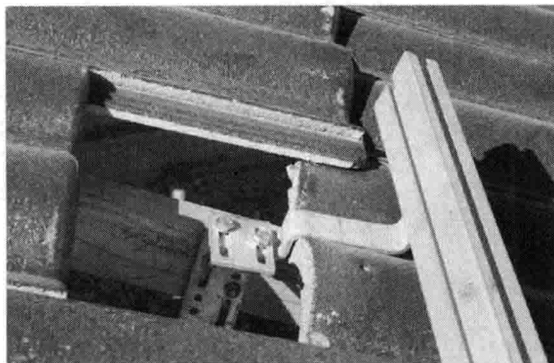


图 6-5 用于侧面轨道连接的瓦片挂钩
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

在屋顶上行走时很容易损坏瓦片，这些破裂的、损坏的瓦片需要修理或替换。在开始安装前，预留一些屋顶瓦片是比较好的方案。

6.1.1.2 适合金属屋顶的倾斜屋顶安装方式

由于金属的导电性，在金属屋顶上工作就会出现安全风险。在金属屋顶上工作时，要随时注意带电电缆的裸露端不要接触屋顶。禁止相异金属彼此接触，因为这会导致电偶腐蚀，损坏屋顶材料和安装系统，从而对建筑物里的居住者带来显著的安全风险。通过在不同金属之间插入橡胶，可以防止电偶腐蚀作用，这种技术称为电隔离（也称为电绝缘）。出于这个原因，厂商通常在其光伏组件信息中列出了允许使用的紧固件，并且建议使用这些紧固件。

某些类型的金属屋顶还要求安装技术不得穿透屋顶材料。在经常下雨的地方以及屋顶必须绝对防水的情况下，这类安装要求特别普遍。

炎热天气对金属屋顶影响很大。金属屋顶在一些地区会变得非常热，因此需要增加通风，从而维持光伏组件的合理工作温度。从当地行业协会和经验丰富的运行人员那里可以搜集信息，这会帮助你认识当地潜在的温度影响以及如何最好地应对。

6.1.2 支架安装方式

当屋顶坡度或朝向偏离最佳角度太远时，可使用支架安装（也称为倾斜安装）方式，这种方式在水平屋顶或低倾角屋顶上使用最普遍。支架安装方式使用的大部分安装硬件和倾斜屋顶安装方式一样，但是主要区别在于这种方式包含三角形支撑结构，用于抬高阵列和加大倾角。如果在平屋顶上安装，通常不需要脚手架，某些情况下甚至不需要安全绳（查看对工作高度要求的当地相关法规）。尽管这种安装方式很简单，但是由于屋顶上增加了支架结构重量，以及加大了风载荷作用力（本章稍后讨论），使得这种方式增加了不少工程费用。在安装支架式光伏阵列之前，安装人员应该咨询当地权威机构或协会关于当地风速设计要求和必须考虑的其

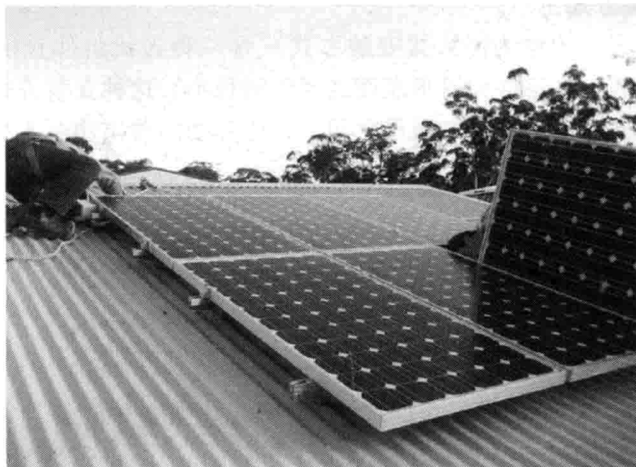


图6-6　波浪状金属屋顶安装方式

（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

他特殊设计要求。通常，在当地相关规范/法规机构可以找到这些信息。设计者很难弄清楚哪些规范/法规适用，咨询当地运营商会很有帮助。

在大多数地方，支架安装方式需要取得结构工程师的认可，以确保风载荷设计合理可行。在选择支架方式时，应当从增加的电量产出（因最佳朝向和倾角）中去掉由此带来的成本、计算和美观影响。

光伏阵列安装系统的提供商一般也提供成套的安装指南，按照指南安装光伏阵列，则满足风载荷标准。在系统手册中应当包含安装符合标准的认证或声明，在系统检查员需要时可以证明其符合相应的标准。

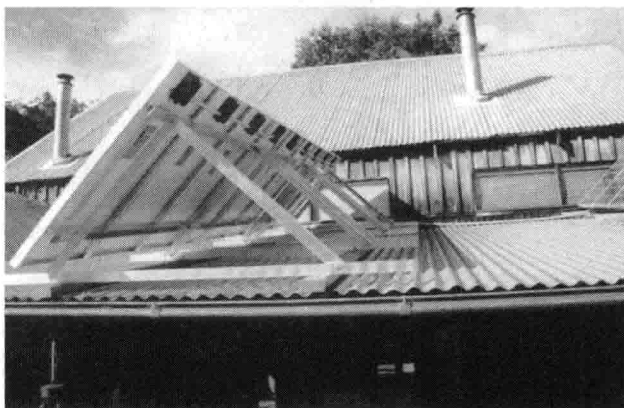


图6-7　支架安装系统

（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

6.1.3 直接安装方式

直接安装方式（也称为嵌入式安装方式）是一种光伏组件直接安装在屋顶表面的光伏安装方式，在组件和屋顶表面之间空间很小。这种安装方式极大地满足了美观性要求，然而阵列下方缺少通风空间，光伏阵列的输出功率要少于倾斜屋顶或支架安装系统。

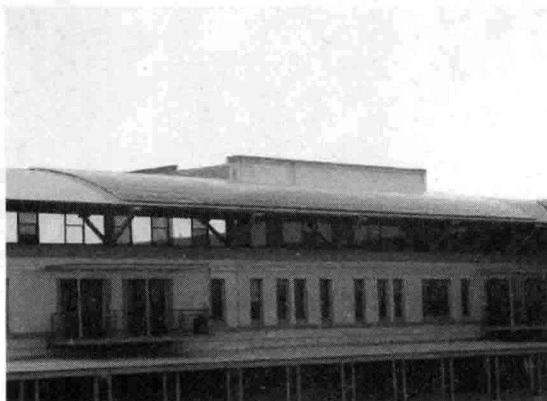


图 6-8 这套光伏系统通过使用曲线形直接安装方式，与建筑结构紧凑结合（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

6.1.4 建筑一体化系统

由于建筑一体化光伏（BIPV）系统比传统屋顶安装系统更加美观，BIPV 应用越来越普遍。BIPV 能够无缝地嵌入建筑中，成为屋顶的组成部分，嵌入天窗或玻璃，或者直接安装在建筑物表面，现在具有生态意识的建筑师已经开始灵活使用 BIPV。

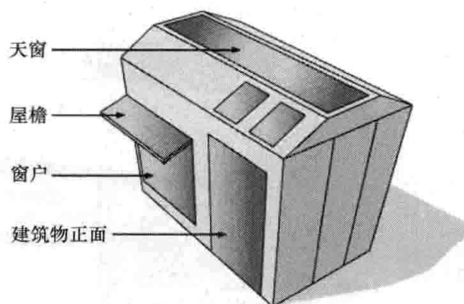


图 6-9 建筑一体化光伏系统的案例
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

BIPV 项目往往高度定制化，并且一般比标准屋顶光伏系统复杂得多。通常，建筑师和工程师需要紧密合作，确保 BIPV 系统的安全性和水密性，同时又紧密地融入建筑物的结构风格当中。

太阳能瓦片和太阳能条带是 BIPV 的一种形式，由于它们可替代传统屋顶瓦片，在新房屋建设中使用越来越普遍。与传统光伏安装系统不同的是，BIPV 瓦片没有高出屋顶表面，从而使系统美观性更好。



图 6-10　与停车场集成的 BIPV 遮阳棚，由 Sunvie 开发。这个 1.15MWp 的系统位于法国圣埃姆斯（来源：Sunvie，www.sunvie.eu）



图 6-11　太阳能瓦片作为屋顶组成部分的案例（来源：Nu-lok Solar and Barker Electrical 公司）

市场上还有非晶硅组件。这是一种窄长的柔性光伏组件，其背面的胶粘层可用于把组件固定到屋顶上。非晶硅组件可用于多种不同类型的宽金属屋顶板和屋面卷材等其他建筑材料。由于这种形式的 BIPV 表现出极低的风阻，因此特别适合用于大风速地区的建筑物。

总结屋顶安装光伏系统的相关问题，一些安装系统可能和某些光伏组件不兼容，因此在选择安装方式之前，检查光伏组件生产商提供的安装指南非常重要。生产商要预先规定光伏组件的安装要求，例如夹具的夹持位置、支撑轨道的位置等。

大多数安装系统要在每排组件下安装两根水平轨道。通常推荐在轨道之间要留

有足够空间，使 50% ~74% 的光伏组件部分位于两根轨道之间。另外很重要的一点是，如果轨道平行于椽条（屋顶下）放置，轨道之间的空间取决于相邻椽条之间的空间，并且应检查系统不违反组件生产商的推荐安装方式。

生产商通常还推荐组件夹具应夹持在较长边，因为组件的结构完整性可能不允许夹在较短边，在风吹过时光伏组件不能承受强大的作用力，导致光伏组件弯曲和玻璃碎裂。夹具不应当遮挡组件上的光伏电池，并且只夹持在光伏组件边框上，不应接触玻璃，否则在玻璃上施加过大作用力会导致玻璃碎裂。



图 6-12　安装在澳大利亚金属屋顶上的非晶硅光伏组件
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

6.2　地面安装系统

地面安装光伏系统有两种主要应用情形：通常在屋顶安装方式不可行、地面空间又很多的居民住宅或商业园区，或者用于超大型光伏系统。地面安装系统有很多优势：首先，安装倾角和朝向不受屋顶或建筑表面形状、方向的限制，因此光伏阵列可以按照最佳倾角和方位角安装；安装者可以在地平面上安装光伏系统，从而避免了高空作业。在安装过程中不再使用梯子和升降机，也为某些系统安装工程节省了时间，但是地面安装系统也有可能需要土木建筑、挖沟渠和防风雪等工程。与地面安装光伏阵列相关的材料、劳动力和工程成本会增加，对许多小型、中型并网光伏系统可能不经济。

安装这类系统应当遵守地方建筑法律和规划法规，可能还需要在地方政府提交规划方案申请。在系统安装位置和边界之间应当保持一定距离，这需要一名测量人员。避免损坏地下水设施和电气、电信电缆也很重要。通过联系地方水务部门和电力公司，掌握一张显示潜在危险的地图，从而标识出这些风险。许多地方已经有了

“挖掘前请拨打电话”之类的服务，专门服务于这类目的和建筑业。

按照地方规范，可能需要安装一道围墙来阻止未经授权的人员进入光伏阵列区域。对于很容易看到的地面安装光伏阵列，通常推荐安装围墙，防止偷窃行为和打砸抢行为。大规模光伏系统甚至可能要包括警戒摄像头、运动传感器和高级监控装置，减少偷盗行为。

6.2.1 地面支架安装方式

地面支架安装方式与屋顶支架安装方式类似，在光伏阵列朝向和倾角上更加灵活。地面支架安装方式是一种固定倾角安装系统，通常使用预制的钢制或铝制阵列框架把光伏组件牢固地固定到位。光伏组件通常用夹具夹持或螺栓固定在框架上，而框架又固定在混凝土地基里。在现场风条件和土壤条件适宜的地点，可使用螺旋桩或水泥墩合理地替代混凝土地基。

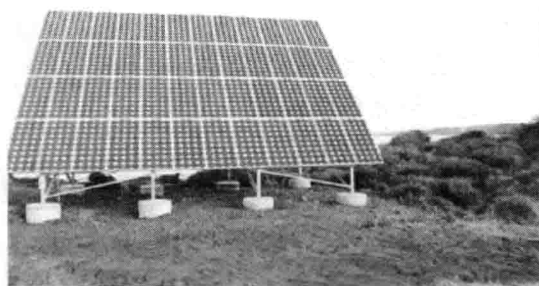


图 6-13 大型地面支架安装方式
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 6-14 目前草还比较低，但是如果长得足够高，则会遮挡光伏阵列
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

通常，大型地面安装光伏系统要求光伏阵列按行安装，从而符合给定的空间。这种方法的缺点是光伏阵列有可能遮挡其后排组件，如第3章所述，即使光伏组件上很小的遮挡也会大幅减少输出功率，特别是在早上或晚上太阳位置较低时，光伏阵列投影很长。安装人员必须选择合适的行间距，避免在全年大多数时间的遮挡现象；这需要用三角关系进行计算，对热带以外的大部分地区而言，一般性的经验规律是行间最小距离应当是安装结构高度的3倍。安装硬件的提供商通常会提供必要的计算软件。越接近热带地区，阵列间距可能会减小。但是，由于遮挡是一个重要关注点，在系统安装前应当进行完整的遮挡分析。地面安装系统还应考虑维护要求，例如，如果阵列安装在田野里，则必须在维护费用中考虑割草的成本。

6.2.2 杆式安装方式

对于光伏组件较少的系统来说，杆式安装比较流行。这类系统的主要优点是便宜，因为这种系统不需要很多安装材料并且通常可调节，安装人员可以随季节调整倾角，从而保证光伏阵列在一年中大部分时间均处在最佳倾角。

6.2.3 太阳跟踪系统

太阳跟踪系统是一种旋转光伏阵列来确保其朝向太阳的机构，因此可使光伏组件在一天内的较长时间保持峰功率输出。这类系统要贵得多。然而，在空间有限的地方或跟踪系统可增加很多电量的地方，跟踪系统的成本增加在项目全生命周期内来看是合理的。

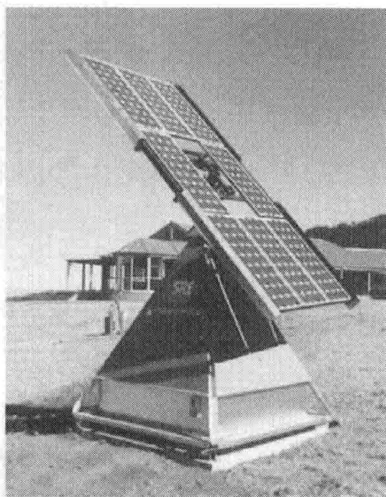


图6-15　金字塔型的杆式安装系统，这也可用于太阳跟踪系统

来源：Global Sustainable Energy Solutions)

大多数跟踪系统使用了太阳位置探测传感器或者单片机计算太阳位置，进而使用电动机和齿轮转动光伏阵列。跟踪系统有两种主要类型：单轴跟踪器和双轴跟踪器。单轴跟踪系统使用一根旋转轴转动光伏组件，从东向西跟踪一天之中的太阳轨迹。然而，双轴跟踪系统沿着两根轴跟踪太阳轨迹：类似单轴跟踪系统，跟踪一天之中的太阳轨迹；并且还调整倾角，计入一年中太阳高度角变化（即冬天里，太阳在天空中的位置较低，因此光伏组件倾角比较陡）。

跟踪系统的劣势在于有许多旋转部件，这增加了系统生命周期内的维护费用。由于增加了这些旋转部件，跟踪系统的机械故障风险要高于固定倾角系统。对单轴跟踪或双轴跟踪器，应当计算光伏阵列的输出功率增加量，从而可用跟踪系统增加的经济效益减去材料、安装和维护费用。跟踪系统还可以使用聚光器来提高跟踪效益。聚光系统对实际工程和学术研究来说还很少见。

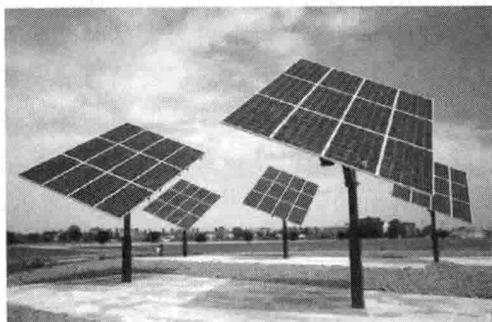


图 6-16 太阳跟踪系统：光伏阵列全天旋转，从而朝向太阳

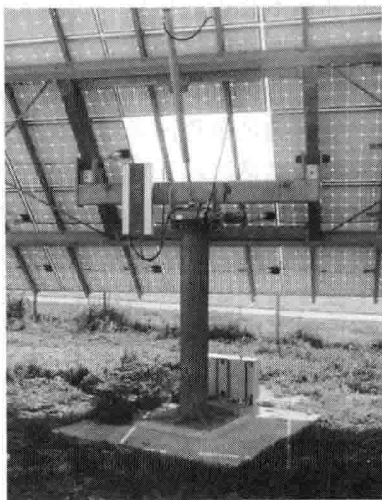


图 6-17 在光伏阵列背后可看到跟踪装置硬件（来源：Frank Jackson）

6.3 风载荷

风载荷用于描述光伏组件承受的风作用力，包括当风吹过光伏阵列时在光伏组件上产生的吸力或升力，以及强风在组件上产生的向下压力或侧切力。除非光伏阵列能够承受现场可能出现的风载荷作用力，否则阵列并未安全安装。风速在世界范围内变化很大，因此保证所选组件和安装系统适合现场使用，这一点非常重要。组件安装手册或数据手册规定了组件的最大额定载荷，应当在选择组件时查阅这些资料。

Warranty Information	10 years
Standards and Compliance	NZS 3604-1999
	AS/NZS 1170.2-2002

Contact Information

+64 9 889 0500 - NZ
+61 2 8011 3015 -NSW
+61 3 9010 5003 VIC
+61 7 3103 0156

Email: info@powersmartsolar.com.au
Web: www.powersmartsolar.com.au
Skype: powersmartsolar

powersmart Solar
power made easy

图 6-18 安装系统信息表案例，显示其符合澳大利亚和新西兰风载荷标准（来源：Powersmart Solar 公司）

风载荷的影响还取决于光伏阵列高度、倾角以及光伏组件对太阳的暴露度。为了最小化风载荷，光伏阵列应当平行于已知风向安装，如果是屋顶安装方式，应当和拐角、屋顶边缘保持距离。光伏阵列结构的设计和安装必须满足现场风速要求，

因此阵列不会带起屋顶。这要紧密结合当地标准（参见资源一节），因为当地标准反映了当地的设计条件。

通常情况下，光伏阵列边框或结构的生产商、提供商的结构工程师会进行设计，使其满足销售国或地区的特定风载荷条件。这类设计方案应确保框架中的金属部件的强度足以承受风载荷作用力，因此结构的风载荷计算一般不成问题。然而，关键因素是安装结构连接到屋顶的附着点。设计方案的关键考虑因素是判断附着点的强度，以及计算把安装结构固定在屋顶上需要多少个附着点。厂商销售的安装系统中通常包含导轨和固定托架，这是安装光伏阵列所需要的附件。例如，热带地区可能出现飓风、龙卷风或台风，因此需要较多的屋顶固定件和安装托架。安装结构应当遵守当地风力暴露度规范，可能需要寻求有资质的工程师帮助取得结构认证，从而满足相应要求。

6.4 雷击保护

组件边框和安装结构几乎均是金属材质，是良好的导电体。安装结构一般需要接地，并且需要审查相关的国家电气规范和标准，因为这类规范在世界各国差别很大。不正确的雷击保护会提高在雷击条件下的光伏阵列或建筑物损伤风险。第5章将深入探讨雷击保护。

第7章　现场评估

现场评估或现场勘查是系统设计安装过程中的重要步骤。在现场评估期间，安装人员应收集系统设计规划和优化所需的所有必要信息，用于提高安装的时效性和安全性。现场评估的目标是确定光伏阵列位置、屋顶规格、遮挡情况、有效面积以及其他考虑因素。

7.1　光伏阵列的位置

在大多数城镇地区，光伏阵列安装在建筑屋顶上；在有较大的空旷地面（没有树木或附近建筑物遮挡）的情况下，也可能采用地面安装系统。安装结构在第6章中探讨。这里存在许多选择，通常取决于屋顶倾角和朝向，或者地面情况。

7.1.1　屋顶规格

- 朝向：如第2章所述，理想朝向是使组件接收到最多阳光的朝向（北半球取正南方，南半球取正北方）。不幸的是，当光伏阵列安装在屋顶上时，其朝向受屋顶方向控制。通过指南针和磁偏角数据（如第2章所述），安装人员可以确定屋顶朝向以及与理想朝向的偏差。光伏组件朝向可能与屋顶朝向一致，并且需要计算输出电能。

- 倾角：在大多数系统里，光伏组件倾角将跟随屋顶倾角（或坡度）。使用测斜仪或角度测量仪可测量出倾角，在建筑物的建筑结构图上也可能有倾角。系统最佳倾角近似于当地纬度角。在屋顶坡度不等于光伏阵列最佳倾角的情况下，需要分析光伏阵列输出电能所受影响。

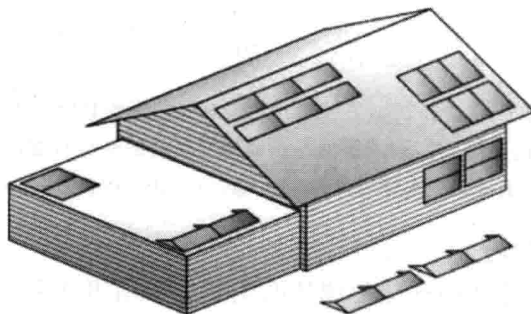


图7-1　光伏组件可平放在表面上或者倾斜放在支架上，后者常见于平屋顶

（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

当确定了光伏阵列的倾角和方位角之后，设计人员需要计算输出电能所受影响。这项工作一般可使用数据表格完成。在美国，从美国国家可再生能源实验室（NREL）可获得数据表格，并且提供了PVGIS在线工具，可用于计算欧洲和非洲任意地点的倾角、方位角对输出功率的影响（见第15章）。

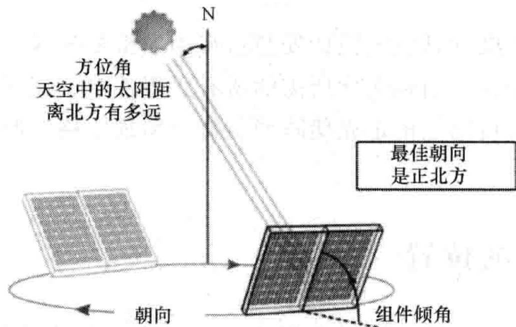


图7-2 本图显示安装在南半球的光伏组件朝向；在北半球，最佳朝向是正南方[㊀]（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

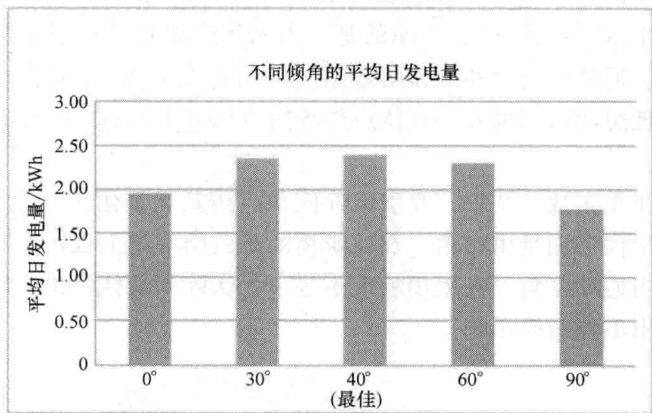


图7-3 一套安装在瑞典斯德哥尔摩的光伏系统的平均日输出电能。本图显示了倾角对输出电能的影响。如图所见，在最佳倾角处的平均日输出电能最高。从全年来看，这使输出电能出现明显差异（来源：PVGIS©欧洲共同体，2001—2008）

7.1.2 现场是否无遮挡

如第3章所述，光伏阵列上的遮挡会明显减少输出功率。一些遮挡源无法避免，如灰尘、污垢、鸟粪等，必须经常清理。在现场勘查期间，需要标识出所有永

㊀ 原书此处是正北方，有误。——译者注

久性遮挡源。潜在遮挡源可能包括：

- 树木和植物：在现场评估时，有些树木可能不遮挡光伏阵列，但是经过几年生长，有可能遮挡光伏阵列，这一点必须引起注意，并且应在安装系统之前与业主沟通好。业主有可能同意经常修剪树木，保证不遮挡光伏阵列。如果不可行，例如树木是邻居的财产，则要考虑更换地点，或者与邻居协商。
- 其他建筑物，包括位于现场的邻居资产物或建筑物。需要知道，新修建的建筑物有可能遮挡住目前看来适合光伏阵列的区域。
- 安装了光伏阵列的建筑物部件：如果阵列位置不合适，屋顶上的烟囱、电视天线、卫星天线以及其他部件都可能遮挡光伏阵列。需要告知用户，屋顶上将来安装的新设施不应当遮挡光伏阵列。
- 自然地形：山脉或山丘有可能遮挡光伏阵列，特别是天空中太阳位置比较低的时候。



图 7-4　本场址不适合，因为树木遮挡了光伏阵列
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

光伏阵列应当安装在白天不被遮挡的地方。遮挡会减少输出功率，并有可能在生命周期内损坏光伏组件。在白天很早或很晚时出现的遮挡有可能可以接受，但是这应当留给有资质的光伏系统设计人员做出决定。

考虑遮挡或“太阳路径”相关的地方规范也很重要。美国的许多联邦州已经制订法律，不允许新种树木或扩建房屋遮挡邻居资产物上的已有光伏系统。许多地方还没有这类法律，但是邻居们之间的良好沟通有助于确保他人资产物不会对光伏系统带来负面影响。

除了观察现场的物体以外，进行彻底的遮挡分析也很重要。在一年之中，太阳在天空中不会保持完全相同的位置，因此即使在现场评估日得出一个物体不会遮挡推荐场址，也不意味着在其他时间不会遮挡该场址。

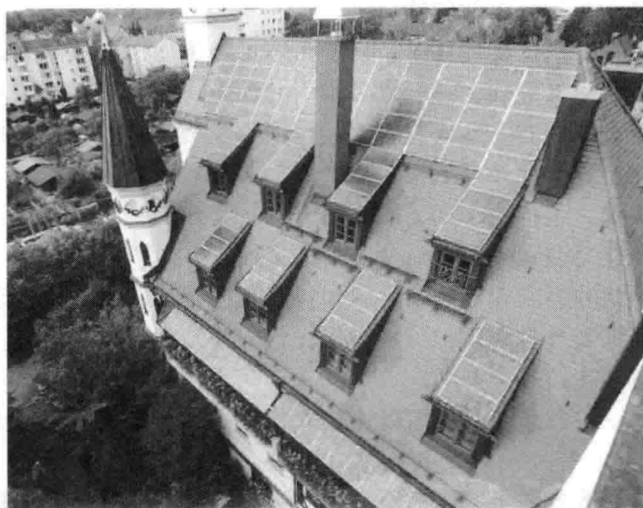


图 7-5 在本案例中，烟囱遮挡了光伏阵列
（来源：SMA 太阳能技术公司，不是 SMA 安装公司）

现在有不少工具可以评估现场全年的遮挡情况。下面的范例只需要勘查一次现场就可以评估全年的太阳能资源。

7.1.2.1 Solar Pathfinder

Solar Pathfinder 用于确定光伏备选安装场址的遮挡情况，它用于标识出将导致遮挡的物体以及一年中出现遮挡的时间。

Solar Pathfinder 需要一张现场所在纬度处的太阳路径图。这张图放置在 Pathfinder 内部，旋转该图使边线上的白点处于现场磁偏角，然后整体旋转 Pathfinder 使基点上的针眼对齐磁北方向。然后，在 Pathfinder 上盖上一个透明顶罩。

当把 Pathfinder 放置在给定地点时，其周围物体将投影在顶罩上（以及内部路径图上），用蜡笔在太阳路径图上标识出这些阴影，从而确定该场址上的光伏阵列在什么时候被遮挡。如果 Solar Pathfinder 上没有投影，则现场全年不会遮挡。

水平面上的弧线表示在一年当中各月的天空中太阳轨迹。在图 7-8 中，现场北边有一棵大树，除了 11 月、12 月和 1 月外，其他各月的某些时间段将会遮挡阵列。垂直线表示一天当中的时数：在全年当中，这个阵列在早上 8：00AM 以前均会被遮挡。在网址 www.solarpathfinder.com/video 上可找到演示视频，显示了如何搭建和使用一部 Solar Pathfinder。

尽管 Solar Pathfinder 是一个杰出的工具，但它也不是随时有效。如果光伏阵列所在的建筑物尚未修建，那么 Solar Pathfinder 不能放置在和阵列相同的物理高度。在建筑物建成以后，才可能对光伏阵列的遮挡影响作出全面评估。Solar Pathfinder 还有配套软件：使用者不用在太阳路径图上绘制阴影，而是拍下顶罩的照片，上传

到计算机里即可。这个软件还可以把地平面提高到给定高度进行遮挡分析，使得在不能放置在光伏阵列物理高度的情况下也能使用 Solar Pathfinder。

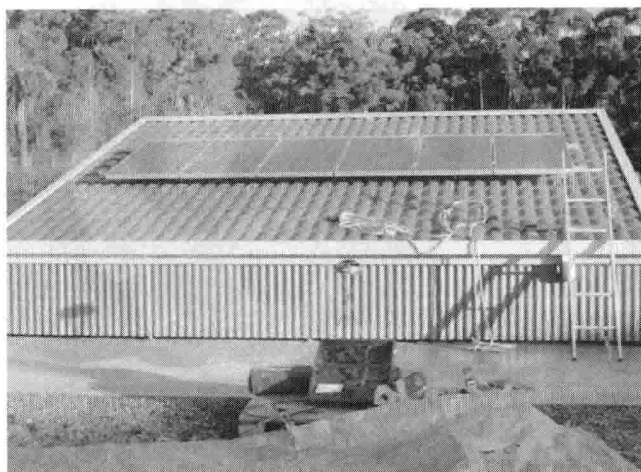


图 7-6 使用中的 Solar Pathfinder

（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

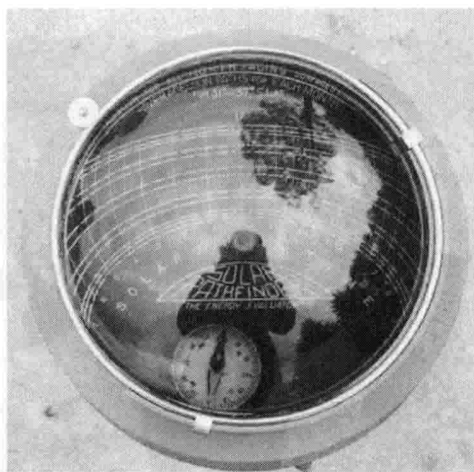


图 7-7 Solar Pathfinder，显示了北边的树木和现场右侧遮挡情况

（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

7.1.2.2 Solmetric Suneye

Solmetric Suneye 是一个数字式工具，平放在未来的安装场址上。使用者必须指定场址纬度。它使用鱼眼照相机的水平镜头拍照，并分析周围物体的影响。可购买 GPS 单元等附件来改进分析的精度。Suneye 还具有水平仪和斜度仪功能，可测量屋顶角度和朝向。更多信息可参见 www. solmetric. com/sosu. html。

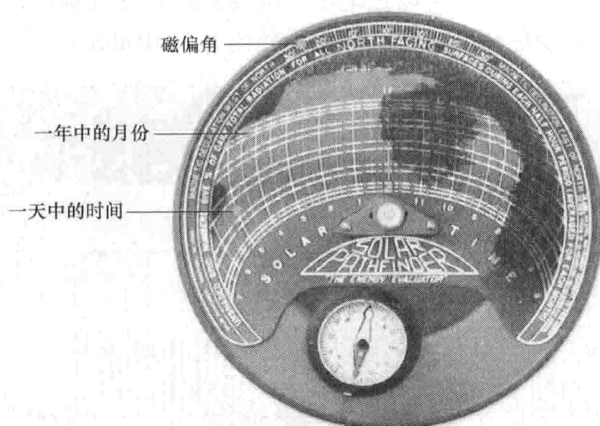


图 7-8 在太阳路径图上绘制遮挡情况的示例；
针对现场的纬度，使用正确的太阳路径图非常重要
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

7.1.2.3 HORlcatcher

HORlcatcher 是另一种广泛使用的数字式工具。在水平镜面之上安装一个数码照相机，然后上传照片，并用相关软件计算现场的可用辐射量。更多信息可参见 www. meteotest. ch。

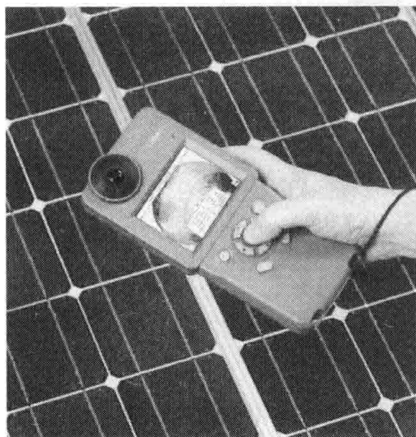


图 7-9 Solmetric Suneye
（来源：Solmetric 公司）



图 7-10 使用中的 HORlcatcher
（来源：瑞士 Meteotest 公司，
www. meteotest. ch）

7.1.2.4 iPhone 应用软件

苹果公司还有大量 iPhone 应用软件，可用于绘制水平面和提供现场分析，这些应用软件有：

- Solar Checker 软件可针对一个给出 GPS 位置的场址，访问数据库并确定其太阳辐射量。然后，使用 iPhone 的磁感应罗盘测量屋顶朝向，使用内部传感器确定倾角。通过这些数据，Solar Checker 使用数学模型估算年输出电能。
- Solmetric iPV Solar App 同样属于制造了 Solmetric Suneye 的公司。该应用软件不贵，也不像 Suneye 那样功能强大。iPV 能够测量屋顶朝向和倾角，估计有效太阳能辐射，并生成现场调研报告。详细信息可参见 www. solmetric. com/solmetricipv. html。



图 7-11 iPV 应用软件的截屏界面（来源：Solmetric Corporation）

7.1.2.5 软件包

除了随工具发行的软件以外，还有一些仿真程序可用于分析光伏阵列的遮挡效果。为了有效利用这些程序，必须确定阵列现场相关的物体物理尺度。建立现场及阵列的三维计算机模型，然后程序能够仿真出这些物体的投影。这类软件包括：

- Shadow Analyzer：详细信息参见 www. drbaumresearch. com/prod38. htm。
- Ecotect：这是一种建筑学工具软件，也能用于分析建筑物热和能量，详细信息参见 http：//usa. autodesk. com/adsk/servlet/pc/index ？ id = 126028218csiteID = 123112。
- PV * SOL：详细信息参见 www. valentin. de/produkte。
- PVsyst：详细信息参见 www. pvsyst. com。

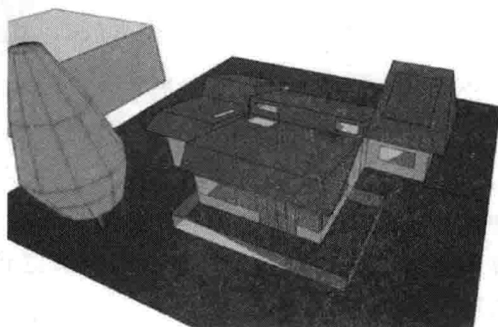


图 7-12 建筑学软件的截图，显示了房屋和光伏阵列的三维模型
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

7.1.3 有效面积

系统设计的第一条约束条件是在已标识的无遮挡区域放置多少块光伏组件。在某些情况下，屋顶明显大于光伏阵列要求的面积。然而，当屋顶上有许多较小部分或突出物体（如烟囱），则需要计算适合光伏系统的有效面积。在光伏阵列设计和组件选型过程中，有效面积极其重要，第10章将深入探讨。

为了确定有效面积，需要以下步骤：

1）测量屋顶的有效空间。可使用卷尺进行测量，或直接从建筑物的结构图上得到。在本书中，屋檐排雨沟（或底部边缘）和屋脊之间的距离定义为“宽度”，沿屋檐的水平距离定义为“长度”。

2）确定“边缘区域”。根据所选择的安装方式，应当在屋檐周边留出边界或“边缘区域”，确保能够安全实施安装以及将来的维护工作。地方规范一般包括对“边缘区域”尺寸的规定，例如在澳大利亚，“边缘区域”推荐选取有效面积的20%。

3）确定有效面积内可安装的最大光伏组件数量。屋顶上可安装的实际光伏组件数量受限于组件长度、宽度和屋顶有效空间长度、宽度的比较结果。光伏组件的形状一般是矩形的，有两个固定维度：长度和宽度。组件可以按风景画式（长边平行于屋顶长边）安装，或者按肖像画式（长边平行于屋顶宽边）安装，如图7-13和图7-14所示。

4）如果空间是一个问题，必须计算可安装最多光伏组件的朝向。如果屋顶是非矩形区域，必须把屋顶分割成若干矩形，然后使用下面的方法进行计算。

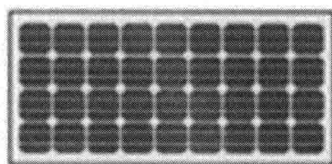


图7-13 风景画式朝向（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

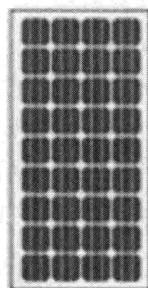


图7-14 肖像画式朝向（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

7.1.3.1 肖像画式安装

光伏组件传统上按肖像画式安装，安装导轨横跨屋顶安装。首先，通过屋顶宽度除以组件长度，计算出可安装的组件行数。在进行计算之前，必须考虑边缘区域，在屋顶宽度中减去边缘区域。

然后，通过屋顶长度减去边缘区域，再除以组件宽度，计算出组件列数。

最后，组件行数和列数相乘，得到适合屋顶面积的最大光伏组件数。

7.1.3.2 风景画式安装

许多安装系统现在可用风景画式安装。首先，通过屋顶宽度除以组件宽度，计算出可安装的组件行数。记住在屋顶宽度中减去边缘区域。

屋顶长度减去边缘区域，然后通过屋顶长度除以组件长度得出组件列数。然后，沿着长度和宽度方向的组件数量相乘，得出组件总数。

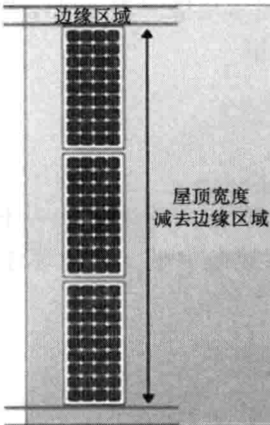


图 7-15 肖像画式安装的组件行数计算案例（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

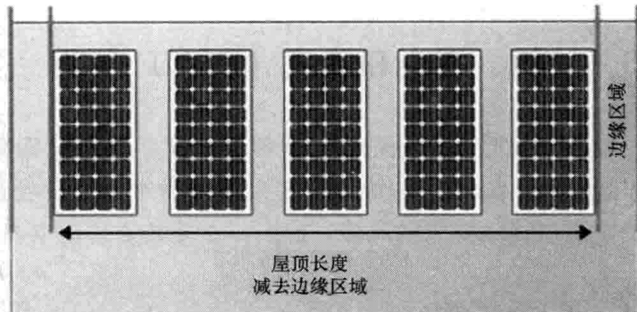


图 7-16 肖像画式安装的组件列数计算案例（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

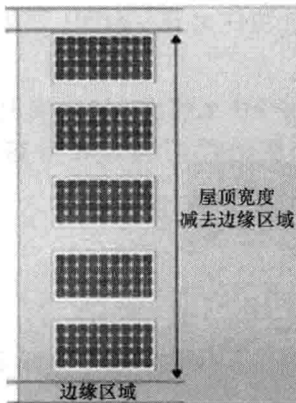


图 7-17 屋顶宽度减去边缘区域（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

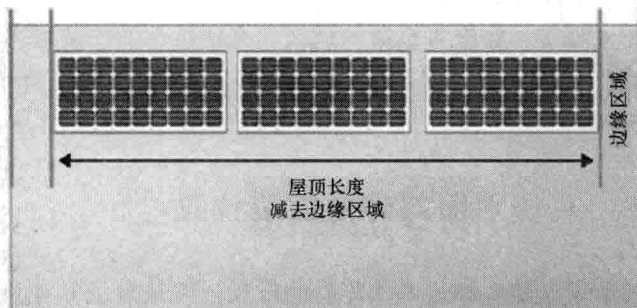


图 7-18 屋顶长度减去边缘区域（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

5）尽管屋顶有效空间是考虑光伏组件总数的一个重要因素，还有一些其他约

束。最终的组件总数还取决于逆变器的选择，以及可串并联接入逆变器的组件数量，如第9章所述。

7.2 能源效率的主动提示

为了使并网光伏系统能够满足大部分甚至全部的业主日常电能需求，设计者应当给系统业主提供一张推荐列表，用于减少业主的能量使用。

7.3 健康、安全和环境（HSE）风险

有几个重要风险与光伏安装相关。这些风险包括高空作业、手动施工（升降或搬运重物）和带电作业。安装人员应当对每个现场进行风险评估，在现场评估中确定出该现场特定的风险。他们要在开始安装前审视这项工作。

7.4 当地环境

必须识别出有可能影响设备选择的任何当地环境特点，包括：

- 当地温度范围：设备只能在规定温度范围内工作，这在设备数据表中会给出。当设计光伏阵列时，了解当地温度范围也很重要（如第9章所述）。
- 盐雾天气等腐蚀性条件：当光伏系统要被暴露在盐雾环境下，例如离海岸1km范围内，则应当选择经过盐雾测试的光伏组件，组件应通过IEC 61701“光伏（PV）组件盐雾腐蚀测试”的认证。
- 降雪：在重雪载荷的地区，光伏组件的安装应当耐受由光伏组件表面堆积的雪载荷引起的向下压力。按照IEC 61215，可选择光伏组件的额定载荷容量为5400Pa。

7.5 系统平衡部件的安装位置

本章已经介绍过光伏阵列的位置。但是现场其他设备的位置也必须进行确定，这包括：

- 光伏汇流箱（如果需要）。
- 逆变器：逆变器应放置在容易接近的地方，要防止太阳直射和良好通风。

全部设备的位置应当在结构图或建筑图上标出。如果没有这类图纸，现场勘查人员应当准备现场草图。应当对现场及各设备推荐位置进行数字拍照记录。



图 7-19 不合适的逆变器安装位置，系统业主很难获得这台逆变器的信息（来源：Global Sustainable Energy Solutions）



图 7-20 良好的系统平衡部件位置，可起到保护、通风和便于安装的作用（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

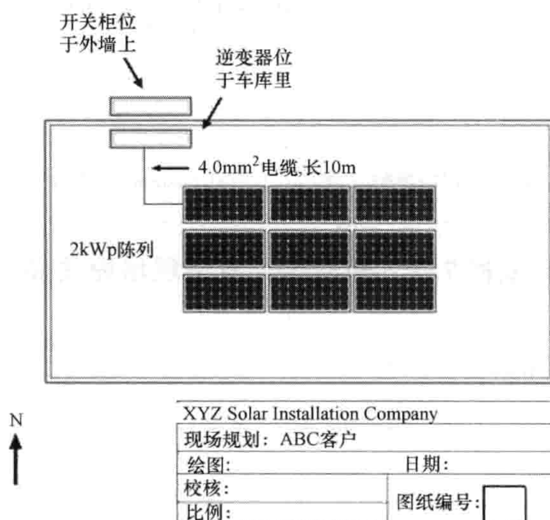


图 7-21 用于光伏安装的现场规划案例（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

7.6 现场规划

在安装系统之前，安装人员需要完成一个详细的现场规划，包括现场的建筑物、太阳遮挡物、道路以及物理布局，并且需要在该图纸上绘制出所涉及的系统。现场规划图应当包括屋顶长度、电缆长度、部件位置和建筑物间距等尺度。

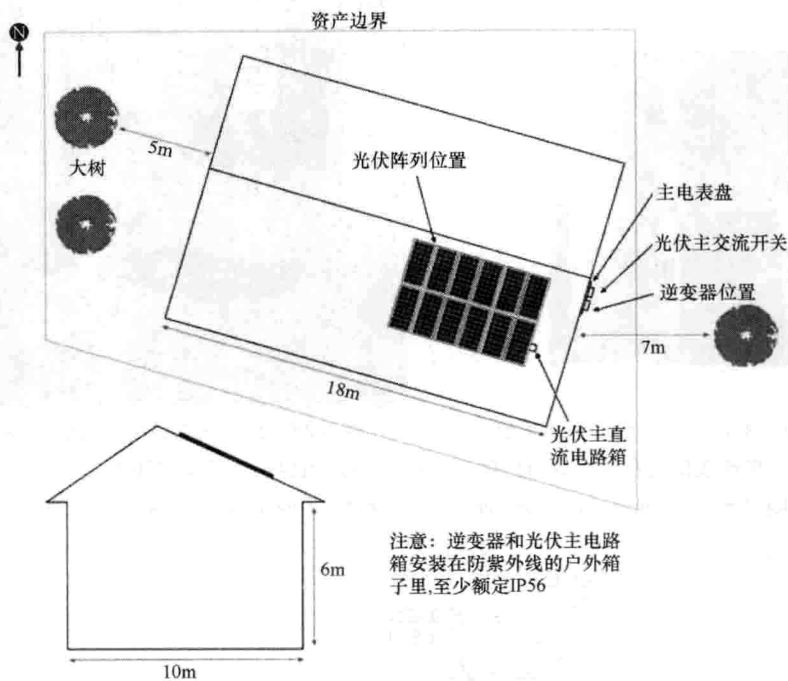


图 7-22 现场规划的案例（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

专栏 7.1 并网光伏系统现场评估表

工程类型：

新系统 系统升级

（细节）________________________________

阵列安装规定：

安装类型：

屋顶 地面 杆式 其他

（细节）________________________________

屋顶规范：

朝向________________________（见本章关于朝向的小节）

倾角________________________（见本章关于倾角的小节）

近似面积（m^2）________________________

安装阵列的屋顶位置是否存在遮挡？ 否 是

如果有遮挡，什么时间？

月份	遮挡起始时间(hh:mm)	遮挡结束时间(hh:mm)	阵列被遮挡面积(最大)(%)
1 月			
2 月			
3 月			
4 月			
5 月			
6 月			
7 月			
8 月			
9 月			
10 月			
11 月			
12 月			

并网规范：

现有的配电柜/开关柜（SB）

SB：　　足够　　需升级

位置详情：________________

子配电柜（如果需要）：已具备　需升级　距离 SB ________ m

逆变器的安装支架：木材 砖块 钢筋 其他________

现有的电表类型：　　　　电网：

组件数量：________________

布局（例如 4×2 肖像画式）：________________

阵列建议容量（kW）：________________

其他现场信息：

____

____

____

____

注意可影响系统安装的现场其他信息，例如：

- 环境因素，如降雪、大风、盐雾。
- 安全问题，如不平整的地面、屋顶通道、工作空间限制。
- 所需变化，如修剪树木。

第8章　并网光伏系统的设计

通过成功的现场评估，可以收集到全部所需的信息，此后就可以开始系统设计。本章内容包括光伏系统元件选择和设计。这里所述的大部分设备具备了安全性以及系统寿命保证。必须引起注意，在大多数国家，其国家标准规范已经覆盖了光伏系统设计的关键点，设计人员需要熟悉这些标准规范。

8.1　设计简述

在进行元件选型之前，需要咨询客户对光伏系统的需求和期望。客户投入系统的经费数量将影响系统规模，同样会影响计量系统。第5章探讨了不同的计量系统：当采取总电能计量时，通常要尽可能加大所安装的光伏系统，使投入总电能计量的资金尽快回收。当采用净电能计量时，用户可能选择较小的系统，在现场的能效测量装置上投入更多资金，从而最小化本地电力消耗，而最大化电能输出。

8.2　现有系统评估

当设计一个系统时，光伏系统业主和安装人员到现场查看他们可能遭遇什么样的特定现场问题，如何处理这些问题，这是很有作用的。一些地区会经历严酷的气候条件，有些地区可能存在破坏性的野生动物，还有些地区可能全年经历高湿度。如果不考虑这些因素，这些现象可能影响系统寿命。尽可能与当地经验丰富的技术人员交流，可以帮助设计人员按照当地条件进行良好的系统设计，并且符合当地标准规范。

8.3　系统元件选型

系统设计的一个重要部分是选择适合系统和环境的元件。本章列出了系统元件选型时的重要考虑因素，而在第9章将探讨光伏阵列和逆变器的匹配。第6章已经包括了安装系统的选择。

8.3.1　光伏组件

选择和购买合适的光伏组件非常重要。组件是系统最昂贵的部分，如果选择不正确的产品，则是一个昂贵的错误。组件选择不应当仅仅由性能、效率和成本决定，还应该考虑它的运行条件。下面探讨影响组件选型的因素，而在第9章将重点

介绍系统定容问题。

影响组件选型的特殊环境条件应当在现场评估阶段标识出来，简要总结如下：

- 当地温度范围：在炎热气候下工作的系统要求光伏组件具有低温度系数，减小因温度升高带来的输出功率下降。光伏组件数据表规定了组件工作温度范围，确保安装地点温度在所选光伏组件范围以内非常重要。
- 沿海的盐雾大气环境：安装在海岸 1km 范围内的组件应符合 IEC 61701 “光伏（PV）组件盐雾腐蚀测试”。
- 大雪天气：在降雪较多地区，光伏组件的额定载荷容量达到 5400Pa，这一点很重要，并且组件数据表给出了相关规定。

组件美观性对系统业主也很重要。系统使用完全相同的组件，一般看起来更好看。通常组件颜色没有太多选择，但是目前正在开发美观性更好的新型组件。

最后，国家标准规范有可能指出光伏组件的要求，例如组件必须贴有强制性的 CE 性能标志，才可以在欧盟销售。

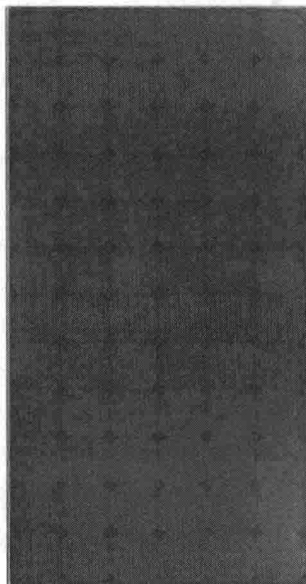


图 8-1　市面上有几种组件是全部（或大部分）黑色。应当注意一点，黑色背板的晶体硅组件与白色背板的相同组件相比，受电池温度影响更大，因而输出功率更低（来源：SunPower）

8.3.2　安装结构

当光伏组件选好之后，设计者必须确定组件要怎么安装。这不仅取决于组件类型，而且取决于安装现场和当地环境。这些信息在第 6 章介绍。在确定安装系统类型的过程中，大雨频率、海岸距离（相应的腐蚀性环境）、当地风载荷要求等环境特性扮演着重要角色。设计人员可能还必须考虑业主对光伏系统的美观性要求。

8.3.3　逆变器

如第 5 章所述，逆变器的主要类型包括：集中型、多支路型、支路型和组件型。当选择逆变器时，下面的考虑因素很重要：

- 光伏阵列的额定峰功率：在逆变器数据表中给出了逆变器可以应用的最大光伏阵列额定功率。光伏阵列额定峰功率与此相似，但是为了确保安全性，需要进行更加复杂的计算，如第 9 章所示。
- 全部光伏组件是否具有相同倾角和方向：如果光伏组件倾角或朝向不同，把光伏系统分成一系列不同支路，并使用多支路逆变器或每条支路使用一台单支路逆变器，一般效果较好。在典型情况下，用若干较小逆变器取代一台大逆变器，尽管

其输出电能更高，可能平衡资本投入的增加，但是成本更高。

- 逆变器效率：大多数现代逆变器的效率相差不大，但是这可能影响系统设计人员的选择。无变压器型逆变器一般更高效，现在广泛用在欧洲和澳大利亚。然而，由于在2005年以前美国国家电气规范不允许使用无变压器型逆变器，这类逆变器在美国并不普遍。
- 逆变器位置：逆变器数据表规定了电子式保护的额定值。户外安装的逆变器应当不被水和灰尘的侵入，防护等级65（IP65）或美国国家电气制造商协会3R（NEMA3R）就是用于这个目的。在网站www.nema.org上可以找到不同NEMA额定值的解释。IEC 60529“由外壳提供的防护等级（IP代码）”重点指出了IP额定值，在网站www.iec.ch上可以找到。IP额定值标准得到了国际认可，常用在欧洲和澳大利亚；然而NEMA大多数用在美国。
- 不同逆变器的投资成本。
- 预期的平均年电能输出。

设计人员需要确定出每种解决方案在投资成本和系统性能方面的优劣。这些考虑因素以及相应的成本应当向客户解释清楚，并且在咨询客户意见的基础上作出最后决定。

辅助光伏系统设计的软件多种多样。大多数这类软件保存和访问光伏组件和逆变器等真实产品信息，给用户提供了上百种不同厂商、不同模型的选项。设计人员可使用软件仿真不同产品构成的不同系统，并比较其输出，从而选择最匹配其设计的系统方案。然后，软件可用于确定逆变器适用的阵列容量，节省设计人员的时间，否则设计人员将花大量时间进行复杂计算（见第9章）。大多数软件能够访问气象数据，并通过使用因子来仿真系统在现场的输出性能。另外，用户能够输入当地太阳能资源和遮挡的信息。常用软件有PV*SOL、PVsyst、SMA的Sunny Design和Homer，这些软件均放在网站上（见第15章）。注意上面所列的软件，只有Sunny Design是免费软件。

8.3.4 电缆

第10章包括关于电缆的深入信息。用于光伏系统的电缆选择要适当（如户外使用时的防紫外线要求），并且要根据系统预期电流和电压选择合适的电缆容量，这非常重要。地方规范覆盖了电缆容量选择的详细过程，尽管不同国家的规范差别很大，但是应当遵守这些规范。电缆容量选择通常随其位置而变化（例如一条支路电缆的容量不同于光伏阵列电缆）。在系统安装工程中的电缆必须正确选择容量，确保在光伏阵列和逆变器之间的电压降（功率损耗）不会过高，并且电缆容量足以传导电流（见第10章）。如果流过电缆的电流大于电缆的载流能力，电缆将会过热，从而损坏电路元件。电缆应尽可能短，并且必须按温度和环境（如防紫外线）选择电缆额定值。

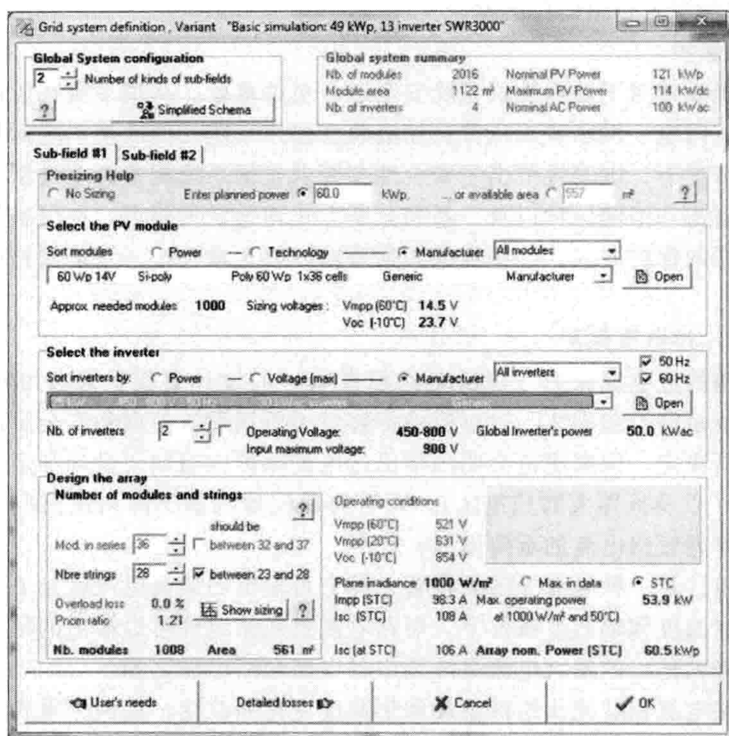


图 8-2　PVsyst 软件的截图（来源：PVsyst）

8.3.4.1　电压定容

各电缆具有最大电压额定值（厂商可提供），该额定值不能超出，不同国家的电压定容标准也不一样。在澳大利亚，直流电缆必须按 1.2 × 元件 V_{oc}（如支路、子阵列或阵列）标定额定值。

8.3.4.2　电流定容

各电缆也具有最大电流额定值，从安全角度来看不许超过该值。例如，在英国和澳大利亚的标准中，光伏系统的直流电缆必须按承载最小 1.25 × I_{sc} 的电流来标定额定值。这意味着支路电缆必须按 1.25 × 组件 I_{sc} 标定额定值，而阵列直流电缆必须按承载 1.25 × 阵列 I_{sc}（阵列 I_{sc} = 组件 I_{sc} × 阵列中并联支路数）标定额定值。在美国，标准略有不同，直流电缆必须具有最小电流额定值 1.5625 × I_{sc}，例如支路电缆必须按 1.5625 × 组件 I_{sc} 标定额定值，阵列直流电缆必须按承载 1.5625 × 阵列 I_{sc}。

8.3.5　监控

逆变器选型同时包括了监控选项，例如使用户可在室内监控系统性能的无线显示器，或者在使用多台逆变器的大型发电站中现场监控电力输出和电力消耗。蓝牙也是现在一些客户要求的特征，客户可在计算机、PDA 或移动电话上使用无线监

控。第12章将深入介绍监控问题。

8.3.6 系统保护

保护系统设计对于确保光伏系统安全运行至关重要。有很多潜在原因会导致光伏系统失效。闪电、洪水或大风等自然威胁会损坏系统元件或使系统运行在危险条件。在典型情况下，国家规范出于安全性会要求光伏系统配备许多类型的保护：过电流保护、雷击和浪涌保护以及一系列分断方式均是常见要求。在国家规范中会陈述需要什么样的保护方式，这些规范必须遵循。第5章包括了系统保护设备常用的硬件。

8.3.6.1 过电流保护

所有电路的过电流保护（包括交流和直流）的设计要保护元件和电缆，防止由于过电流或短路引起损坏。过电流保护容量由所用设备类型和安全流过电路元件的最大电流所决定。国家规范会明确指出过电流保护应当如何设计和定容。在英国和澳大利亚（以及世界大部分地区），所有容量配置均基于阵列短路电流。下面是为什么使用阵列短路电流的重要原因：

- 光伏组件是一种电流受限的设备，即它可输出的最高电流就是 I_{sc}。
- 在给定温度和辐照度条件下，短路电流是光伏组件可以输出的最大电流。
- 光伏阵列输出的最大电流是阵列中各支路短路电流之和。

由于短路电流随着光伏组件温度和辐照度变化而改变，这两个重要因素应当在光伏系统设计时进行考虑。

8.3.6.2 故障电流保护

值得注意的重要一点是，光伏组件需要限制从反方向流过的电流，从而不损坏组件。这被称为“最大串联熔断额定值”、“反向电流额定值”或“过电流保护额定值”，并且在组件数据表中要进行阐述。如果一条支路内部发生故障，有可能出现其他支路的电流馈入故障支路。如果该电流超过最大串联熔断额定值，组件就有可能损坏。该问题一般只出现在具有多条支路的阵列上，即全部非故障支路的电流总和超过了最大串联熔断额定值。为了阻止这种问题出现，通常使用支路熔断器或微型断路器，并且这些器件必须按直流光伏系统标定额定值。

为了确定是否需要故障电流保护，设计人员需要知道阵列短路电流和组件的最大串联熔断额定值。通常国家规范规定了需要什么样的保护，因此应常常参考国家规范。例如在英国，当组件额定反向电流（I_r）小于全部支路数减1的短路电流再乘以1.25时，就要求安装支路熔断器，如下所示：$I_r < \{I_{sc} \times (\text{支路数} - 1) \times 1.25\}$。作为一条经验法则，在4条支路以上的光伏阵列中均要求使用支路熔断器，并且所用熔断器必须满足下面的要求：

- 熔断器必须适合正极和负极支路电缆。
- 熔断器必须按直流标定额定值（参见第5章关于交流熔断器和直流熔断器的差异）。

• 熔断器电压额定值必须为 V_{oc} ×支路中的组件数×1.15。

• 熔断器触发电流（I_{trip}）要小于 2×I_{sc}或者小于 2×支路电缆的载流量（应当使用其中的最小值）。

• 如果系统没有支路熔断器，则支路电缆的最小额定电流应当取 I_{sc} ×（支路数 -1）×1.25。

必须查询国家规范和法规。

专栏8.1 故障电流保护案例

澳大利亚国家标准与英国国家标准略有不同。在澳大利亚，当阵列支路数减1的短路电流之和大于组件额定反向电流（即 $I_r < I_{sc}$ ×（支路数 -1））时，则要求配置故障电流保护。

案例：一个光伏阵列有5条支路，每个组件的短路电流是5.69A，最大串联熔断额定电流是15A，是否需要故障电流保护？

首先计算 I_{sc} ×（支路数 -1）= 5.69×(5 -1) =22.76A

22.76A 大于最大串联熔断额定电流15A，因此需要故障电流保护。

当阵列的潜在故障电流小于组件额定反向电流时，则不需要过电流保护，但是应当在整个阵列中选择适当容量的电缆，用来应对最大故障电流。

8.3.6.3 雷击和浪涌保护

在国家规范和法规中通常包括雷击保护和浪涌保护，并且在一个国家的不同地区也会有很大区别。例如，在澳大利亚/新西兰标准 AS/NZS 1768：2007 中，当光伏阵列向重要负荷供电（例如通信中继站）时，或者如果光伏阵列额定容量大于500W，则要求配置避雷器。在商业化光伏逆变器中通常就有避雷器。在不属于这种情况的系统中，推荐使用金属氧化物压敏电阻（MOV）作为保护。根据 AS 1768，MOV 应当按照连续工作电压大于1.3倍阵列开路电压和最大放电电流大于5kA 来选择。如果需要雷击保护，则需要把它集成到光伏系统中，如何实现集成，应当遵照国家规范和法规进行。

8.3.6.4 接地

地方标准规范规定了接地系统。阵列安装结构和光伏阵列要分别考虑。安装结构的接地通常用于雷击保护，给故障电流提供一条通路。阵列导体是否要求接地以及以何种方式接地，这是一件比较复杂的事情。需要遵守下面地方标准规范的推荐方法。

8.3.6.5 机械式保护

光伏阵列通常尽可能放在高处以防止来自外界的遮挡和干扰，因此通常承受着高水平的风载荷。如果是这样，则光伏阵列的支撑结构应当遵守关于风载荷的当地建筑规范、国家标准或法规。第6章介绍了风载荷。

组件串熔断保护：什么时候需要？什么时候不需要？

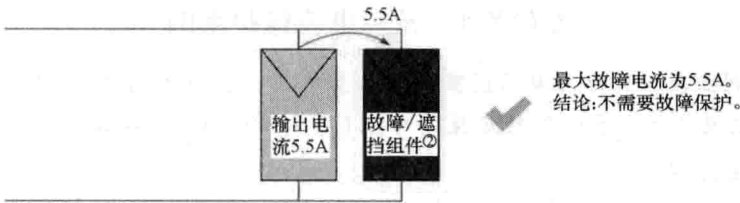
案例：

组件：　　Sunshine Model S185

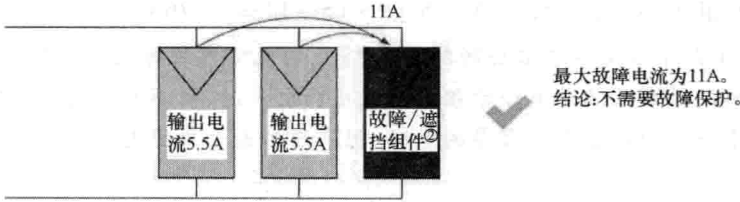
I_{sc}　　5.5A

串联熔断器最大额定值①：15A

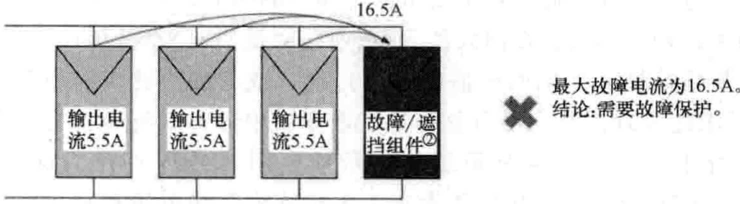
案例一:2块并联组件，其中1块被遮挡或故障



案例二:3块并联组件，其中1块被遮挡或故障



案例三:4块并联组件，其中1块被遮挡或故障



因而，由于故障位置不清，阵列必须在各组件串处保护。

注:① 组件反向额定电流也称为串联熔断器最大额定电流。
② 假定输出电流为0A。

图 8-3　按澳大利亚规范，要求/不要求支路保护的案例

（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

8.3.6.6　阵列保护

阵列保护取决于地方规范，并且随国家而不同。由于并网光伏系统没有其他直流电流来源（即没有蓄电池），通常在无蓄电池的并网光伏系统中不要求配置故障电流保护。然而，国家规范一般要求在光伏阵列和逆变器之间安装负荷分断装置。这被称为光伏阵列主断路器/隔离装置。该装置通常在逆变器附近，并且要求闭锁

能力，从而在进行维护工作时光伏阵列能够安全分断。该分断器/隔离装置必须按直流标定额定值；如果只按照等效交流值标定分断器/隔离装置容量，则是不安全的。安全电压和电流参数以及开关是否必须分断一条直流线路或多条，在相关规范中均可找到规定。例如，澳大利亚/新西兰标准 AS/NZS 5033：2005 要求配备可闭锁的开关，用于分断两端线路（双极），以及 $1.2 \times V_{oc}$ 的额定电压。

8.3.6.7　子阵列保护

出于几种原因，阵列有可能分成若干子阵列，例如阵列的两部分安装在分开的不同区域。如果出现这种情况，地方规范有可能要求配置子阵列保护，而该保护将规定子阵列过电流保护的触发电流，通常这与子阵列的短路电流 I_{sc} 有关。地方规范也有可能要求子阵列配备负荷分断设备，用于隔离子阵列和系统其他部分。

8.3.6.8　超低电压（ELV）分段

阵列分成子阵列的另一个原因是光伏组件支路要被分成 ELV 分段。大多数光伏阵列工作在直流电压 120～500V。为了使阵列更安全、减小触电事故风险，光伏阵列有可能需要分割成 V_{oc} 小于 120V 的 ELV 子阵列。通常，国家规范特别重视 ELV 分段，例如在澳大利亚/新西兰标准 AS/NZS 5033：2005 中，不要求 ELV 阵列的每条支路均安装故障电流保护或分断装置，然而低压（LV）阵列必须具有分断成 ELV 段的适当方法。

第9章　光伏系统的容量配置

第8章探讨了系统元件的选择。然而，客户对系统的要求和期望给了设计人员关于系统容量的初步想法，深入进行容量计算非常重要，这可以确保光伏阵列匹配逆变器输入规范和系统全部元件为了适应现场条件而进行适当的容量配置。

一般而言，逆变器的选择应当使光伏阵列的设计最大输出功率（单位：Wp）匹配逆变器的最大阵列输入功率（单位：Wp）。逆变器输入功率大于阵列输出功率的情况被称为逆变器过容量，由于这种情况会降低逆变器工作效率，进而减小总体输出功率，因此应当避免出现。逆变器实际工作效率应当尽可能高，这可以表述为光伏阵列功率尽可能接近逆变器额定功率的工作点。这两个因子彼此越接近，效率就会越高。只是尽可能提高逆变器工作效率还不够，设计人员还需要确保逆变器和光伏阵列的电压、电流和功率匹配，从而保证光伏系统的安全性和效率。光伏系统容量配置经常可使用 PV*SOL 或 PVsyst 等计算机软件实施，但是需要理解基本计算原理。本章通过两个虚拟案例重点介绍系统容量配置：一个在德国柏林，另一个在澳大利亚悉尼。本章将探讨系统损耗和主要来源，并且通过以阵列容量、当地太阳能资源和系统损耗为因子的系统输出计算案例进行总结。本章的容量配置和降容方法已被广泛使用，但是这不是唯一的有效方法，设计人员应当常常了解地方标准规范，因为这些标准规范规定了如何进行计算进而保证系统与当地现场兼容。

9.1　电压匹配的规定

有两个电压规范需要匹配。第一个是组件自身：大多数厂商在数据表上规定了最大系统电压。光伏阵列电压不许超过所使用光伏组件的最大系统电压。

第二个电压是不许超过逆变器最大输入电压：该数字一般低于组件最大系统电压，因此受到更多关注。在从逆变器数据表（见图9-2）提取的下列数据中突出显示了这个数字。

逆变器最大输入电压是指逆变器可安全处理的最大直流电压。如果光伏阵列开路电压超过逆变器最大输入电压，则可能损坏逆变器电子器件。

绝大多数电网交互型逆变器还具有最大功率点跟踪（MPPT）范围，规定了最低电压和最高电压。在这一范围内，逆变器可跟踪最大功率点，从而尽可能保证系统性能；超出这一范围，则系统性能有可能降低。MPPT范围的上限有可能和最大输入电压相同，或者可能是一个较低的电压（即逆变器可以处理比 MPPT 范围最高电压还高的电压，但是在更高电压下不能跟踪阵列的最大功率点）。

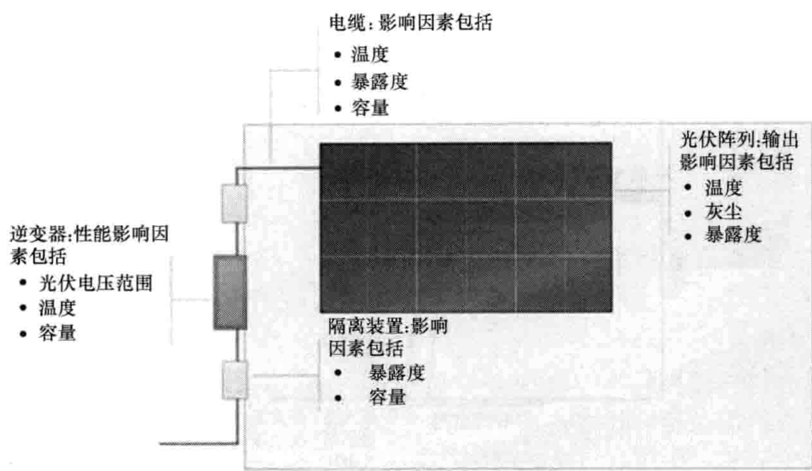


图 9-1　光伏系统基本元件，显示了影响系统性能的主要元件和因素（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

Electrical Data		
Peak Power(+/−3%)	P_{MAX}	210W
Rated Voltage	V_{MP}	40V
Rated Current	I_{MP}	5.25A
Open Circuit Voltage	V_{OC}	47.7V
Short Circuit Current	I_{SC}	5.75A
Maximum System Voltage	IEC	1000V ⇦
Temperature Coefficients		
	Power	−0.38%/℃
	Voltage(V_{OC})	−136.8mV/℃
	Current(I_{SC})	3.5mA/℃
Series Fuse Rating		15A

图 9-2　从光伏组件样品的数据表中提取的数据，突出显示了使用该组件时的“最大系统电压”（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

专栏 9.1　不同术语

厂商常常不会使用相同术语。根据厂商或参考资料，MPPT 范围可能还被称为 MPP 范围、逆变器工作窗、工作电压窗或类似名称。

逆变器厂商可能也引用最大输入电压，但是也被称为光伏最大开路电压、最大输入电压、最大直流电压或类似名称。如果没有给出最大输入电压，在典型情况下假定为 MPPT 范围的上限。然而，应当联系厂商来确认这一点。本书使用“MPPT 范围”和“最大输入电压”来描述这些术语。

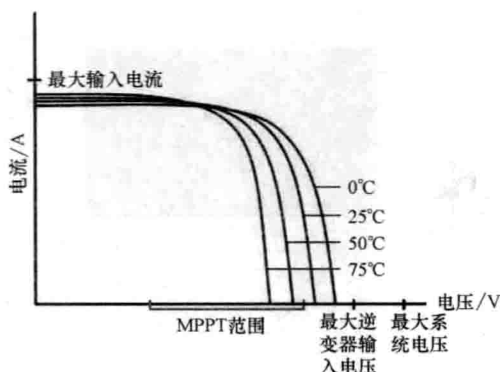


图 9-3 光伏电池或组件的电流、电压会随着温度改变，
因此光伏系统在可能经受的各种温度下均能安全工作，这一点很重要
（参见第 4 章）（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

如第 4 章所述，典型的光伏阵列由几块组件串联成一条支路，或者几条支路并联成阵列。假设所有组件均完全相同，则阵列输出电压就是单条支路电压。支路电压取决于该支路光伏组件数量，本节将展示如何计算一条支路允许的组件最大数量。支路电压要低于系统最高电压，并且低于逆变器输入电压最大值，这一点很重要；另外，支路电压也要在 MPPT 范围之内——逆变器数据表中标注了这些特性。MPPT 范围的重要性容易理解，但是逆变器的最大、最小输入电压对于系统设计人员更加重要，因为最小输入电压影响到系统性能，最大输入电压影响到逆变器安全性。

第一步是得到安装现场的最高、最低温度，称为最高和最低环境温度，利用这些数据可计算出光伏组件的电池温度。光伏电池工作温度要远远高于天气报告中的空气温度。设计人员首先要查询国家规范，其中可能规定了容量配置计算中的环境温度或电池温度。下面案例引用了德国柏林和澳大利亚悉尼的温度。这些案例用来阐述炎热气候和寒冷气候条件下的容量配置要求。在澳大利亚，国家标准强制要求电池最高工作温度不得高于环境温度 25℃。该数字也常常用在美国，但是并不作为标准。电池最低工作温度和最低环境温度一样，因为当早上光伏组件开始发电时，组件还未发热。

案例 1：澳大利亚悉尼

悉尼市的环境温度在 0 ~ 50℃（32 ~ 122℉）之间变化，因此电池最高、最低温度如下：

逆变器可接受的最大阵列功率 → Max. DC power

阵列电压不得超过该值 → Max. DC voltage

MPPT工作范围 → MPP voltage range

阵列电压不得低于该值 → Min. DC voltage / start voltage

阵列电流不得超过该值 → Max. input current / per string

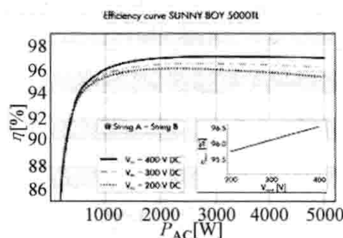
逆变器效率 → Max. efficiency / Euro-eta

Technical data	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 4000TL/V	Sunny Boy 5000TL
Input (DC)				
• Max. DC power (@ cos φ = 1)	3200 W	4200 W	4200 W	5300 W
• Max. DC voltage	550 V	550 V	550 V	550 V
• MPP voltage range	188 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V
DC nominal voltage	400 V	400 V	400 V	400 V
• Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V
• Max. input current / per string	17 A / 17 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2	2 / A: 2, B: 2	2 / A: 2, B: 2	2 / A: 2, B: 2
Output (AC)				
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W	3680 W	4600 W
Max. AC apparent power	3000 VA	4000 VA	4000 VA	5000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz
Max. output current	16 A	22 A	22 A	22 A
Power factor (cos φ)	1	1	1	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Efficiency				
• Max. efficiency / Euro-eta	97.0 % / 96.3 %	97.0 % / 96.4 %	97.0 % / 96.4 %	97.0 % / 96.5 %
Protection devices				
DC reverse-polarity protection	●	●	●	●
ESS switch-disconnector	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	–/●	–/●	–/●	–/●
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III	I / III
General data				
Dimensions (W / H / D) in mm	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180
Weight	22 kg	25 kg	25 kg	25 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤ 25 dB(A)	≤ 29 dB(A)	≤ 29 dB(A)	≤ 29 dB(A)
Internal consumption: (night)	< 0.5 W	< 0.5 W	< 0.5 W	< 0.5 W
Topology	transformerless	transformerless	transformerless	transformerless
Cooling concept	Convection	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
Features				
DC connection: SUNCLIX	●	●	●	●
AC connection: screw terminal / plug connector / spring-type terminal	–/–/●	–/–/●	–/–/●	–/–/●
Display: text line / graphic	–/●	–/●	–/●	–/●
Interfaces: RS485 / Bluetooth	○/●	○/●	○/●	○/●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940, RD 1663, G83/1-1, PPC, AS4777, EN 50438*, C10/C11, PPDS			
Type designation	SB 3000TL-20	SB 4000TL-20	SB 4000TL-20/V 0159	SB 5000TL-20

* Does not apply to all national deviations of EN 50438

● Standard features　○ Optional features　– not available

Data at nominal conditions



Accessories



www.SMA-Solar.com　　SMA Solar Technology AG

图 9-4　本章容量配置技术所需要的逆变器特性，可在逆变器数据表中找到（来源：SMA 太阳能技术公司）

环境温度 0℃	电池最低温度 = 最低环境温度	= 0℃
环境温度 50℃	电池最高温度 = 50℃ + 25℃	= 75℃

案例 2：德国柏林

柏林市的环境温度在 -10~40℃[㊀]（14~104℉）之间变化，因此电池最高、最低温度如下：

环境温度 -10℃	电池最低温度 = 最低环境温度	= -10℃
环境温度 40℃	电池最高温度 = 40℃ + 25℃	= 65℃

如第 4 章所述，光伏阵列温度会影响其性能。下一步将要解决电池预计工作温度如何影响阵列输出电压。为了做到这一点，需要光伏组件的数据表信息。光伏组件数据表一般会提供至少一个电压温度系数，这是一个用于描述温度对电池电压影响的专用额定值，通常表示为百分数或 V/℃。然而有些厂商只提供最大功率 P_{max} 的温度系数，可用于近似表示电压温度系数。

使用电压温度系数，可计算出光伏阵列全年的最高、最低输出电压，确保这些电压处在逆变器要求的工作电压范围。阵列的最大功率点电压（V_{mp}）不应低于逆变器最低工作电压。如果组件支路电压低于逆变器最低工作电压，逆变器将会关闭（从而阵列停止发电），或者不会工作在阵列的最大输出功率。

这些案例中使用的光伏组件是夏普公司出产的单晶硅组件，逆变器是 SMA Sunny Boy 3000。

为了计算特定温度下的组件电压，需要使用下面的公式之一：

如果温度高于 25℃：

$$U_{X℃} = U_{STC} - [\gamma_V \times (T_{X℃} - T_{STC})]$$

电气特性	
电池	48块夏普单晶硅太阳电池(155.55mm²)
电池数量及接线	48块串联
开路电压(V_{oc})	30.2V
最大功率点电压(V_{pm})	24V
短路电流(I_{sc})	8.54A
最大功率点电流(I_{pm})	7.71A
最大功率(P_m)①	典型值185W
封装后的电池效率(η_c)	15.9%
组件效率(η_m)	14.1%
最大系统电压	DC 1000V
串联额定熔断电流	15A
输出端子类型	带MC3接头的导线

①(STC)标准测试条件：25°C，1kW/m²，AM1.5

图 9-5 光伏组件数据表上的电气特性（来源：夏普公司）

㊀ 原书此外是 30℃，（80℉），有误。——译者注

温度系数		
P_{max}温度系数	-0.485	%/°C
V_{oc}温度系数	-0.104	V/°C
I_{sc}温度系数	0.053	%/°C

图 9-6　光伏组件数据表上的温度系数（来源：夏普公司）

如果温度低于 25℃：

$$U_{X℃} = U_{STC} + [\gamma_V \times (T_{X℃} - T_{STC})]$$

式中，$U_{X℃}$是在特定温度下的电压（V）；U_{STC}是标准测试条件下的电压，即额定电压（V）；γ_V是电压温度系数（绝对值）（V/℃）；$T_{X℃}$是电池温度（℃）；T_{STC}是标准测试条件（即 25℃）下的温度（℃）。

注意：第二个公式并不严格，它只是概念的简化表示。但是，它可针对特定工作条件得出正确答案。

案例 1：澳大利亚悉尼

环境温度 0℃	相应组件电池温度 =0℃	=0℃
环境温度 50℃	相应组件电池温度 =50℃ +25℃	=75℃

计算最高电压

组件最高电压（V_{oc}）出现在电池最低温度，本例中是 0℃。因而，在计算最高电压时，应当使用开路电压 V_{oc}，并根据温度系数调整该数值。从数据表可见，在标准测试条件下的开路电压是 30.2V，因此：

计算电池温度和 25℃ 的差值	0℃ -25℃ = -25℃
然后乘以温度系数得到电压升高值	-25℃ ×(-0.104)V/℃ =2.60V
最后计算最高电压	30.2V +2.60V =32.80V

计算最低电压

组件最低电压出现在电池温度最高时，即电池温度 75℃。该数据使用最大功率点电压（V_{pm}或 V_{mp}）和相应温度系数计算。由于最大功率电压的温度系数没有给出，因此可使用近似式估计最大功率的温度系数——在数据表上以%/℃的形式给出，必须转换成 V/℃：

温度系数		
P_{max}温度系数	-0.485	%/°C
V_{oc}温度系数	-0.104	V/°C
I_{sc}温度系数	0.053	%/°C

图 9-7　夏普组件数据表上的温度系数（来源：夏普公司）

温度系数应转换为小数	-0.485% = -0.00485
温度系数(V/℃)由组件 V_{pm} 或 V_{mp} 计算得出	-0.00485×24V = -0.1164V/℃
运用该信息计算最小电压如下:	
计算电池温度和STC之差	75℃ -25℃ =50℃
乘以 V_{mp} 或 V_{mp} 温度系数	50℃ ×(-0.1164V/℃) = -5.82V
V_{mp} 减去电压降额因子 = 阵列最低电压	24V -5.82V =18.18V

因此，组件最低电压是18.18V。最高电压（即32.8V）和最低电压（即18.18V）用于计算每条支路允许的组件数量。通常这些数据还要加上安全边界，一般最低电压提高10%，最高输入电压降低5%。

计算支路中最少组件数量

第10章将重点介绍电压降计算。

在计算中应当引入直流电缆上的电压降:电压降估计在1%,因此最低电压应当减去1%电压降(因此电压数据要乘以0.99的系数)	18.18V×0.99=17.99V
逆变器最低输入电压(见数据表)应当提高10%作为安全边界(因此电压数据要乘以1.1)	268V×1.1=294.8V
最后,支路的最少组件数量通过上面数据除以组件最低电压得到	294.8V/17.99V=16.39块组件
一条支路至少17块组件串联	

表9-1 SMA Sunny Boy 3000的技术数据

技术数据	Sunny Boy 3000
最大直流功率	3200W
最大直流电压	600V
MPP电压范围	268~480V
直流额定电压	350V
最小直流电压/启动电压	268V/330V

注：来源于SMA-澳大利亚。

计算支路中最大组件数量

首先,逆变器最大输入电压降低5%,作为安全边界(因此最大电压数据乘以0.95)	600V×0.95=570V
逆变器最高电压除以组件最高电压(如前面计算,确定一条支路允许的最大组件数)	570V/32.8V=17.38块组件

出于安全性原因，该数据应当向下取整，因此每条支路必须有17块组件。

案例2：德国柏林

现在我们对这个温度范围（-10~40℃）很不一样的地点应用相同方法。最大电压将出现在电池最低工作温度-10℃，使用开路电压系数（-0.104V/℃）计算如下：

计算最高电压

计算电池温度和 25℃的差值	-10℃ -25℃ = -35℃
然后乘以温度系数得到电压升高值	-35℃ ×(-0.104)V/℃ =3.64V
最后计算最高电压	30.2V +3.64V =33.84V

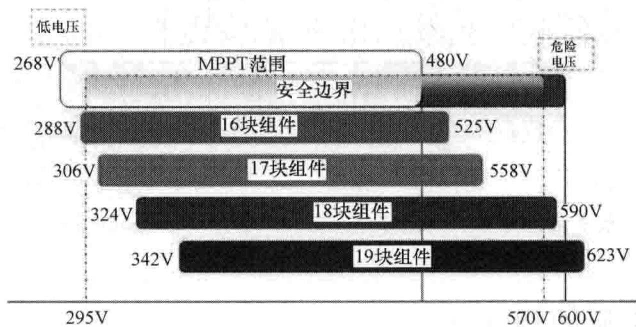


图 9-8 使用夏普组件时的四种支路长度。由此可见，如果组件数量为 16 块及以下，支路电压范围会低于安全边界，在非常炎热的天气里电压将低于逆变器 MPPT 范围，逆变器将会关闭。如果组件数量为 18 块及以上，在寒冷天气里电压将会超过逆变器最大直流输入电压，可能损坏逆变器（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

计算支路中组件最大数量

首先，逆变器最大输入电压降低 5%	600V ×0.95 =570V
逆变器最高电压除以组件最高电压（如前面计算，确定一条支路允许的最大组件数）	570V/33.84V =16.84 块组件

出于安全性原因，该数据应当向下取整，因此每条支路必须有 16 块组件。

计算最低电压

最低电压出现在电池温度 65℃时，计算如下：	
计算光伏组件 V_{mp}/V_{pm} 的温度系数（V/℃）	-0.00485 ×24V = -0.1164V/℃
计算电池工作温度和 STC 的差值	65℃ -25℃ =40℃
然后乘以 V_{mp} 的温度系数	40℃ ×(-0.1164V/℃) = -4.66V
在额定 V_{mp} 中减去上一个数据（在最高温度条件下计算最小电压数据）	24V -4.66V =19.34V

计算支路中组件最少数量

组件最低电压乘以直流电缆上的电压降系数（1%）	19.34V ×0.99 =19.15V
逆变器最低输入电压应乘以 1.1 倍，计及 10% 的安全边界	268V ×1.1 =294.8V
最后，通过上一数据除以组件最低电压得到支路中组件最小数量	294.8V/19.15V =15.39 块组件

这个数据应该向上取整（因为这是最小值），因此一条支路至少有 16 块组件串联。

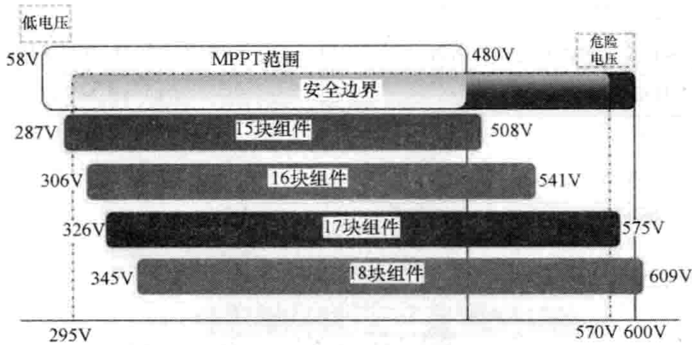


图 9-9　每条支路必须有 16 块组件（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

9.2　电流匹配的规定

逆变器厂商一般给出了下列电流额定值：

- 最大直流输入电流：逆变器可以处理的最大直流电流。
- 最大交流输出电流：逆变器可以输出的最大交流电流。

光伏组件的电流不像电压那样大幅度变化。然而，随着温度升高也会略微上升。由于电流上升很小，因此当阵列容量与逆变器匹配时，设计人员常常不考虑电流升高的影响，除非阵列输出电流非常接近逆变器的最大输入电流。

光伏阵列通常由多条支路并联组成，逆变器输入直流电流是全部支路电流的总和，记住这一点很重要。由于短路电流是组件可以输出的最大电流，因此在这些计算中使用短路电流。

案例：由于不考虑温度影响，两个案例具有相同的支路数量：

12A/8.54A = 1.41 条支路，该数据向下取整为 1。

表 9-2　SMA Sunny Boy 3000 技术数据

技术数据	Sunny Boy 3000
每条支路的最大输入电流	12A/12A
MPP 跟踪器数量/MPP 跟踪器带的支路数	1/3
最大输出电流	15A

注：来源于 SMA 太阳能技术公司。

9.3　组件与逆变器额定功率的匹配

大多数逆变器厂商给出了一系列的功率额定值。常见额定值包括：

- 最大光伏阵列额定功率：光伏阵列的最大额定功率，通常单位是 kWp

或 Wp。

• 最大直流输入功率：逆变器可转换成交流电的最大直流功率数量（由于光伏阵列的功率损耗，该数值通常低于最大光伏阵列功率）。

• 最大交流输出功率：逆变器可以输出的最大交流功率数量。

对于大多数逆变器而言，光伏阵列的最大功率（Wp）要大于逆变器的最大交流输出功率。其原因在于系统损耗（即阵列不会按额定功率输出），如后续讨论。

为了计算逆变器连接的光伏组件总数量，逆变器接入的最大光伏阵列额定功率要除以组件额定功率。如果逆变器接入的最大光伏阵列额定功率没有给定，则应使用最大直流输入功率。在某些情况下，电压或电流特性可能不允许按最大组件数量连接到逆变器。图 9-10 显示了一个逆变器的最大阵列功率配置案例。

案例：逆变器最大直流功率是 3200W，而组件最大功率是 185W，因此 3200W/185W = 17.3。

可连接到逆变器的最大组件数量是 17。

案例 1：澳大利亚悉尼

假设逆变器的电压规范限定了支路只能 17 块组件串联，逆变器功率规范限定了整个系统为 17 块组件，则该阵列唯一的选择就是一条 17 块组件的支路。总体额定功率是 17 × 185Wp = 3145Wp。

标注	Technical data	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 4000TL/V	Sunny Boy 5000TL
	Input (DC)				
逆变器可接受的最大阵列功率	Max. DC power (@ cos φ =1)	3200 W	4200 W	4200 W	5300 W
阵列电压不得超过该值	Max. DC voltage	550 V	550 V	550 V	550 V
MPPT工作范围	MPP voltage range	188 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V
	DC nominal voltage	400 V	400 V	400 V	400 V
阵列电压不得低于该值	Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V
阵列电流不得超过该值	Max. input current / per string	17 A / 17 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A
	Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2	2 / A: 2, B: 2	2 / A: 2, B: 2	2 / A: 2, B: 2
	Output (AC)				
	AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W	3680 W	4600 W
	Max. AC apparent power	3000 VA	4000 VA	4000 VA	5000 VA
	Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V	220, 230, 240 V; 180 - 280 V
	AC grid frequency; range	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz	50, 60 Hz; ± 5 Hz
	Max. output current	16 A	22 A	22 A	22 A
	Power factor (cos φ)	1	1	1	1
	Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
	Efficiency				
逆变器效率	Max. efficiency / Euro-eta	97.0 % / 96.3 %	97.0 % / 96.4 %	97.0 % / 96.4 %	97.0 % / 96.5 %
	Protection devices				

图 9-10　从图 9-4 所示的 SMA 逆变器数据表中提取得出（来源：SMA 太阳能技术公司）

案例 2：德国柏林

对于德国案例系统，有两种可能的配置，一条支路 16 块组件。总额定功率是 16 × 185Wp = 2960Wp。

在组件和逆变器匹配时，需要计算电压、电流和功率。如果阵列额定功率远小于逆变器功率，则逆变器效率有可能降低。

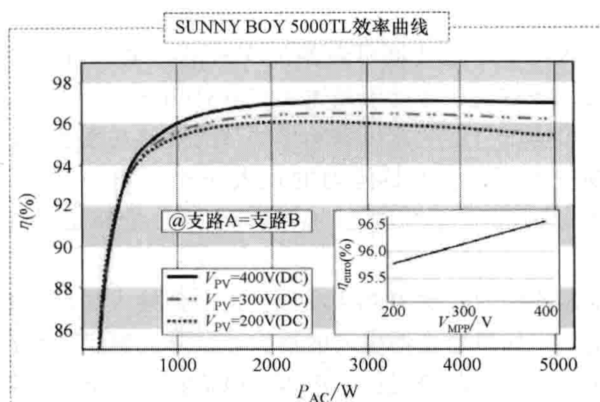


图 9-11　当逆变器所连接的光伏阵列按设计输出时，逆变器工作在较高效率。逆变器的效率随着电压升高（来源：SMA 太阳能技术公司）

专栏 9.2　如果逆变器接入组件数量超过其额定值会怎样?

有时候设计人员会安装比逆变器额定值还多的光伏组件(即在本章中安装18块组件),以便于光伏阵列的组件数量适合电压计算。增加组件的另一个原因是由于系统设计人员知道阵列和逆变器之间存在不可避免的损耗(灰尘、温度、电缆损坏等),因此阵列额定功率不可能全部到达逆变器。因而,设计人员可能选择一台略小的逆变器(通常较便宜)用于一个较大的阵列(称为逆变器欠容量)。在这种情况下,系统设计人员必须保证系统降额经过恰当计算,并且与客户进行了正确沟通。

9.3.1　电网交互式光伏系统的损耗

有大量因素阻止了光伏系统工作在最大效率、达到其额定输出功率。这些因素在“降额”过程中计及。这里重点指出了主要损耗源的降额因子，下一节将阐述这些因素如何用在系统输出计算中。

9.3.2　光伏组件的温度

如前所述（主要在第 4 章），光伏组件工作温度对其输出功率具有很大影响，高工作温度会导致功率损耗。温度对输出的影响因组件而不同，可以使用厂商数据表提供的温度系数进行计算。为了尽量真实估计系统输出，降额因子非常有用，它代表了计及温度时的综合效率。

案例 1：澳大利亚悉尼

夏普组件（图 9-7 给出了规格）安装在悉尼（平均环境温度为 23℃(73.4℉)）时的降额因子计算如下：

从环境温度可计算出电池温度	23℃ +25℃ =48℃
然后计算电池温度和标准测试条件(STC,25℃)的差值	48℃ -25℃ =23℃
如果温度系数单位是%/℃,则必须转换成十进制表示形式	0.485%/℃ =0.00485/℃
温度系数乘以电池温度与STC的差值	0.00485/℃ ×23℃ =0.11155
为了计算 f_{temp},必须用1减去该数字	f_{temp} =1 -0.11155 =0.88845
因此综合温度系数是88.8%	

案例2：德国柏林

夏普组件安装在柏林（平均环境温度为9.8℃（49.64℉））时的降额因子计算如下：

从环境温度可计算出电池温度	9.8℃ +25℃ =34.8℃
然后计算电池温度和标准测试条件(STC,25℃)的差值	34.8℃ -25℃ =9.8℃
如果温度系数单位是%/℃,则必须转换成十进制表示形式	0.485%/℃ =0.00485/℃
温度系数乘以电池温度与STC的差值	0.00485/℃ ×9.8℃ =0.04753
为了计算 f_{temp},必须用1减去该数字	f_{temp} =1 -0.04753 =0.95247
因此综合温度系数是95.25%	

从这两个案例来看，温度降额因子随着地点出现显著变化（案例中悉尼是88.8%，柏林是95.25%），气候越寒冷，与温度相关的损耗也越少。然而，在寒冷气候下的光伏系统不一定具有更多的输出电能，因为较温暖的气候也具有较好的太阳辐射，而较寒冷的气候趋于白天较短、日照较少。

9.3.3 灰尘和污染

组件上灰尘堆积导致的损耗通常称为“污染”损耗。如果光伏组件表面上堆积了灰尘和废物（如落叶），则它们会遮挡组件、降低输出功率。输出功率的减少很大程度上取决于现场和影响污染的因素，这些因素包括组件安装倾角（如果组件水平安装，则降雨很难把堆积的灰尘冲走）、现场灰尘水平、有可能在玻璃上形成薄膜的当地污染、降雨频率，以及环境是否含盐分（即靠近海岸）。由污染引起的降额因子只能估计。比较常见的办法是，对于很脏的现场，$f_{dirty}=0.90$（因污染减小10%的输出）；对于相对干净的、经常降雨的现场，$f_{dirty}=0.95$（因污染减小5%的输出）。污染损耗参见第12章，通过清洁组件可减小该损耗。

9.3.4 厂商提供的容限

厂商容限计及了该厂商提供的单块组件输出与组件数据表一般规范之间的微小变化。如果厂商容限是一个负损耗，例如-3%，则组件峰功率可能比数据表上的给定值少3%，例如该厂商生产的315W组件的最小峰功率可能是305.55W（即315W减少3%）。有些厂商还给出一个正容限，例如+5%表示一些组件的输出峰功率将会高于数据表的给定值（例如在图9-12的例子中，315W提高5%，即

330.75W)。

电气数据 在标准测试条件(STC)下:辐照度1000W/m²,AM1.5和电池温度25℃		
峰值功率(+5/−3%)	P_{MAX}	315W
额定电压	V_{MP}	54.7V
额定电流	I_{MP}	5.76A
开路电压	V_{oc}	64.6V
短路电流	I_{sc}	6.14A
最大系统电压	UL	600V
温度系数		
	功率	−0.38%/K
	开路电压(V_{oc})	−176.6mV/K
	短路电流(I_{sc})	3.5 mA/K
NOCT		45℃+/−2℃
串联额定熔断电流		15A

图 9-12 显示了厂商容限的数据表样例

(来源:Global Sustainable Energy Solutions)

9.3.5 遮挡

遮挡对系统性能损耗的影响很大,主要有以下两点原因:

• 遮挡导致了电压降,如果大量光伏阵列被遮挡,电压有可能下降到逆变器电压范围以外,导致逆变器关闭,从而系统不输出功率。

• 在多个组件串并联情况下,一个组件串上出现遮挡,也会影响其他组件串。这是由于电流和电压直接受所接收到的辐射影响(见第 4 章),当组件被遮挡时不会接收到太多的太阳辐射。

如果一个组件串被遮挡,则其输出电压会低于其他未遮挡组件串。如第 4 章所述,与其并联的未遮挡组件串的输出电压也将降低,使所有并联组件串输出相同电压。避免该问题的一条途径是使用多支路逆变器(见第 5 章)。

避免这些问题的最佳方法是把光伏阵列安装在不会被遮挡的区域里。一些经验丰富的光伏阵列设计师可能会围绕着部分遮挡问题进行系统设计,但是一般要避免这种做法或者仅由有经验的职业设计师使用。

9.3.6 组件朝向和倾角

光伏阵列的安装朝向和倾角会引起一些损耗(见第 7 章)。在实际中,这些角度对输出电能的影响可通过基于试验数据的表进行计算,第 15 章给出了参考工具。

9.3.7 电压降

电压降的计算在第 10 章进行了讨论。一般而言,设计人员通过使用较大容量的电缆来最小化电压降,因为购买大电缆的成本要显著低于通过增加光伏阵列的组

件数量来补偿功率损耗的成本：例如 3000Wp 阵列的电压降为 5%，相当于 105Wp 光伏组件的输出功率（电压降和功率损耗的直接关系是 $P = IV$）。标准规范规定了允许的最大电压降：澳大利亚是 5%，但是工业标准和许多设计人员瞄准了电压降接近 1%，原因如上所述。美国国家电气规范（NEC）没有对电压降的绝对要求，但是北美能源从业者认证理事会（NABCEP）推荐系统整体电压降要限制在电路工作电压的 2% ~5%，直流导线的电压降要小于 1%。另外随着提高电缆规格尺寸，还可以通过精心规划和减小电缆线长度，进一步减小电压降。当为享受上网电价政策的地区设计一个系统时，可量化计算对减小系统电压降的任何贡献，并计算其费用，从而判断出通过加大电缆规格来避免功率损耗，是否具有经济优势。

9.3.8 逆变器效率

逆变器内部由于电子器件和变压器的热损耗，也会出现功率损耗（因此无变压器型逆变器的效率趋于更高）。功率损耗通过生产厂商数据表上的逆变器效率反映。

DC Input Data	Inverter 2000	Inverter 3000	Inverter 2500-LV
Recommended PV power	1500 – 2500 W	2500 – 3300 W	1800 – 3000 W
Max. DC input voltage	500 V	500 V	500 V
Operating DC voltage range	150 – 450 V	150 – 450 V	150 – 450 V
Max. Usable DC input current	13.6 A	18 A	16.9 A
AC Output Data	**Inverter 2000**	**Inverter 3000**	**Inverter 2500-LV**
Maximum output power @ 40°C	2000 W	2700 W	2350 W
Nominal AC output voltage	240 V		208 V
Utility AC voltage range	212 – 264 V (240 V +10% / -12%)		183 – 229 V
Maximum AC current	8.35 A	11.25 A	11.25 A
Maximum utility back feed current	0.0 A	0.0 A	0.0 A
Operating frequency range	59.3 – 60.5 Hz (60 Hz nom)		
Total Harmonic Distortion THD	< 5%		
Power Factor (cos phi)	1		
General Data	**Inverter 2000**	**Inverter 3000**	**Inverter 2500-LV**
Max. Efficiency	95.2%	95.2%	94.4%
Consumption in stand-by	< 0.15 W (night)		
Consumption during operation	7 W		
Enclosure	NEMA 3R		
Size (l x w x h)	18.5 x 16.5 x 8.85 inches (470 x 418 x 223 MM)		
Weight	26 lbs. (11.8 kg)		
Ambient temperature	-5 to 122°F (-20 to +50°C)		
Cooling	Controlled forced ventilation		
Integrated AC and DC disconnects	Standard UL approved DC and AC disconnects		

图 9-13　显示了三种不同逆变器及其效率数据的数据表样表

（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

如前所述，逆变器效率还依赖于实际输入功率和工作温度。逆变器要安装在凉爽、通风良好的地点，不要安装在太阳直射的地点，这一点很重要。逆变器的通风要求在生产厂商的安装推荐手册里会给出。

9.4 计算系统输出

光伏系统业主一般最关心的是最终的系统输出电能，安装人员应当给他们提供一个估计值，并考虑到光伏阵列容量、受到的太阳辐射量和系统损耗。

案例 1：澳大利亚悉尼

光伏阵列容量在本章前面已经确定，是一串 17 块组件，光伏阵列额定功率是 3145Wp。

通过查阅澳大利亚气象局，可计算出现场的太阳辐射量；悉尼平均每天太阳峰时数是 4.5，该数字乘以 365 可确定出年辐射量为 1643kWh/ m^2/年。

通过使用上面列出的降额因子，系统损耗必须予以考虑。光伏阵列使用支架安装方式，安装在屋顶上，因此服从屋顶朝向和倾角，即真北方偏离 20°、倾角 40°。最终系统效率使用澳大利亚清洁能源理事会网站（www. cleanenergycouncil. org. au）上的表进行确定。

由系统损耗引起的总降额因子可通过所有降额因子相乘得到，因此为 $0.88845 \times 0.9 \times 1 \times 1 \times 0.98 \times 0.95 \times 0.95 = 0.71$，对于上面规定的条件而言，系统效率将是 71%，系统损耗为 29%。

通过该数字可计算出系统整体输出电能：$1643\text{kWh/m}^2/\text{年} \times 3.145\text{kW} \times 0.71 = 3669\text{kWh/年}$，因此系统总输出电能为 3669kWh/年。

悉尼倾斜面的年均日辐射量，表示为最大值的百分数										
平面方位角(°)	平面倾角(°)									
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	87%	94%	98%	100%	99%	97%	91%	84%	75%	64%
10	87%	94%	98%	100%	99%	96%	91%	84%	75%	64%
20	87%	93%	97%	99%	98%	95%	90%	83%	74%	64%
30	87%	93%	96%	98%	97%	94%	88%	81%	73%	63%
40	87%	92%	95%	96%	95%	91%	86%	79%	71%	63%
50	87%	91%	94%	94%	92%	89%	84%	77%	69%	61%
60	87%	90%	92%	91%	89%	86%	80%	74%	67%	60%

图 9-14　摘自《并网光伏系统：授权设计师的系统设计导则》
（来源：澳大利亚清洁能源理事会）

表 9-3　系统损耗（澳大利亚悉尼）

损耗来源	降额因子	描　　述
温度	0.88845	如上一节的计算
灰尘/污染	0.9	悉尼是沿海城市，因此污染损耗假定约为 10%
厂商容限	1.0	数据表没有提供，因此不考虑
遮挡	1.0	假定阵列不受遮挡
朝向和倾角	0.98	见表
电压降	0.95	假定电压降 5%
逆变器效率	0.95	数据表中给出的逆变器效率是 95%

案例2：德国柏林

柏林的光伏系统是一串16块组件，因此光伏阵列的额定功率是2960Wp。该系统的输出电能可使用PVGIS在线工具（http：//re. jrc. ec. europa. eu/pvgis）进行计算，该工具需要若干输入量。该程序需要系统各种损耗，而朝向和倾角由程序进行优化，温度由PVGIS系统进行计算得出。PVGIS还将计算由角度反射效应引起的功率损失。图9-15显示了PVGIS在线工具的输入。

计及系统损耗的总降额因子是0. 95 ×1 ×1 ×0. 95 ×0. 95 =0. 8574，意味着在规定条件下系统效率约是86%。

总系统损耗的百分数可通过1减去降额因子再乘以100：1 －0. 8575 =0. 1426，因此总系统损耗是14. 26%。

表9-4 系统损耗（德国柏林）

损耗来源	降额因子	描　　述
温度	0. 918	如PVGIS的计算
角度反射效应	0. 97	如PVGIS的计算
灰尘/污染	0. 95	柏林是城镇地区，因此污染损耗假定约为5%
厂商容限	1. 0	数据表没有提供，因此不考虑
遮挡	1. 0	假定阵列不受遮挡
电压降	0. 95	假定电压降5%
逆变器效率	0. 95	数据表中给出的逆变器效率是95%

温度损耗（不包括在上面的系统损耗计算中）可通过PVGIS基于系统地点和光伏组件类型进行计算。在本例中，PVGIS工具根据柏林的温度数据和组件类型（本例是晶体硅），计算出温度损耗是8. 2%。对应的温度降额因子是0. 918。该数字不同于原书第139页㊀的计算值，因为使用了两种不同的温度降额因子计算方法。这些方法基于不同假设，例如PVGIS使用一般性晶体硅光伏组件的数据，而本书计算使用夏普组件的规格数据。

PVGIS工具软件显示组件接收的太阳辐射量大约是1140kWh/m^2/年。通过使用该数字，系统总输出电能为

1140kWh/m^2/年 ×2. 960kWp ×0. 7635 =2576kWh/年

系统效率是76%。总系统输出电能是每年2576kWh，大约是悉尼案例系统输出电能的70%。两个场址的太阳辐射量差异是系统输出差异较大的主要原因。

㊀ 如本章“并网光伏系统的损耗”一节“光伏组件的温度”小节案例2，温度降额因子为0. 9525。——译者注

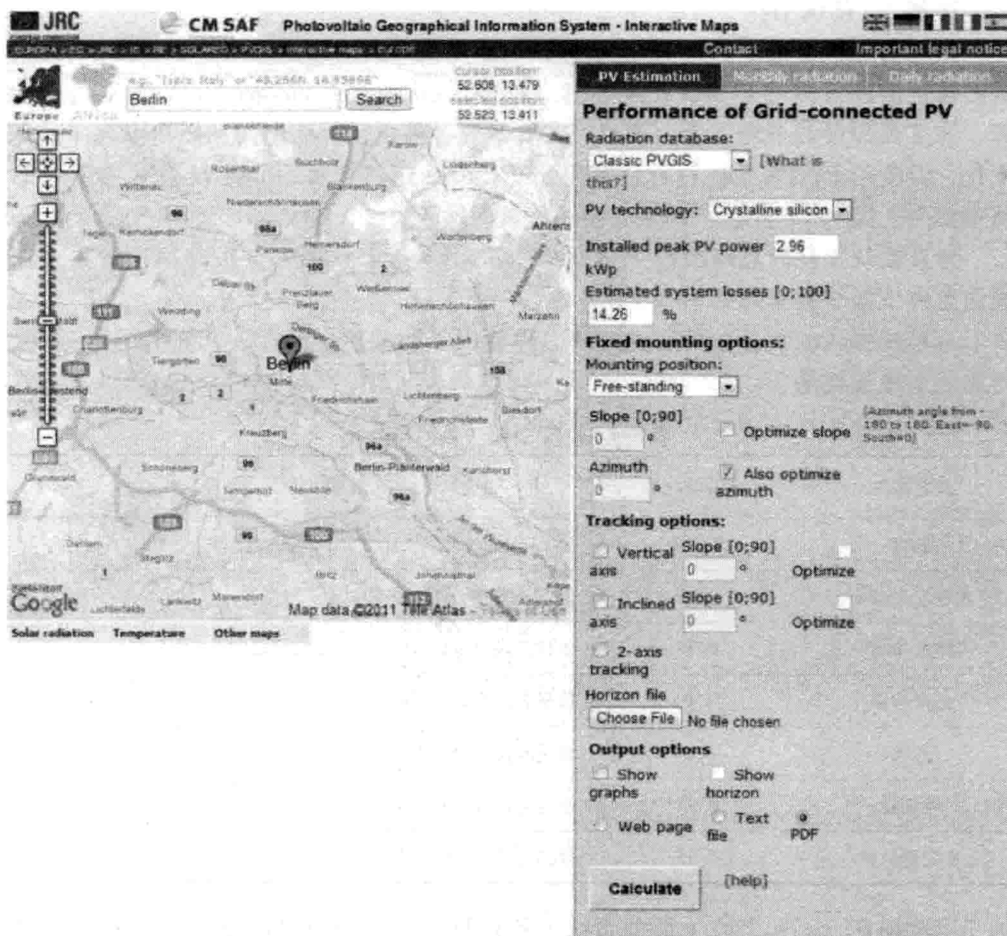


图 9-15 PVGIS 在线工具软件的输入。如何使用该工具软件的详细信息参见网站（来源：PVGIS© 欧盟，2001—2008）

第 10 章　并网光伏系统的安装

各国的光伏系统安装导则均不相同，这是因为不同地区存在着不同的标准和规范。特殊的许可、要求、计量政策、并网接入标准、安装人员授权以及其他特殊的国家法规、规范将决定光伏系统的安装程序。在安装期间还应认真遵守生产厂商的介绍。下面重点讨论系统元件安装和光伏系统与公共电网互联要求的主要问题。

10.1　光伏阵列安装

我们强烈建议光伏系统安装人员在决定安装方式之前花点时间仔细规划光伏阵列的精确地点。通常需要测量有效安装面积，并且用绳子或粉笔线在安装面积（如屋顶）上标记出阵列边界以及支架系统的固定点位置。下一步是安装固定件（阵列支架结构），把支架系统紧固在屋顶上。如果安装在屋顶上，应当仔细确保紧固螺钉牢固地嵌入椽子或其他结构支撑元件，从而提供最大的紧固强度。

当建立固定点以后，则应当装配支架系统。市面上有多种类型的光伏组件支架系统，可根据特定应用方式选择。第 6 章介绍了支架系统的主要类型及其安装。如果完全装配好支架系统，则可以开始安装光伏组件。许多专用支架系统要靠压缩夹具，把组件边框固定在安装导轨上。因此迫切需要组件夹具完全兼容支架系统。

10.2　直流布线

对于用在并网系统中的光伏组件，典型情况下均会提供完整的互联电缆，包括一个密封接线盒以及每段电缆末端的插拔式连接器。相邻组件串联起来（正极接负极、或负极接正极）可形成一个组件串。在所需数量的组件串联形成组件串之后，该电路需要接入一个集中地点，通常是光伏汇流箱，在汇流箱里与其他组件串进行并联。所有组件串的熔断器也将安装在光伏汇流箱里。直流线路是光伏系统的一个非常重要的元件，在设计和安装期间必须考虑许多关键因素。

10.2.1　电缆路径和所需长度

在确定了所有设备的安装地点之后，必须确定电缆路径。图 10-1 显示了主要的电缆路径。对于任何系统而言，安装人员应当寻找最小化电缆长度的路径。如本章后续所述，电缆长度和截面积确定了其可承受的电压和功率损耗。

另外，当规划电缆路径时，光伏阵列的布线路径应当使所有导电环路最小化。

减少导电环路将降低雷击引起光伏阵列线路过电压的风险，并且降低对 AM/FM 无线电信号的干扰。

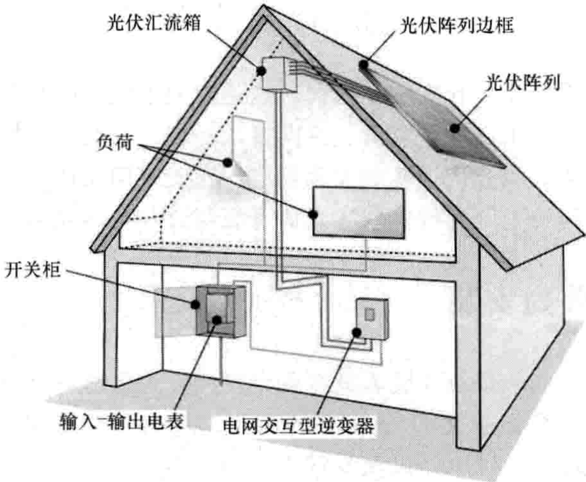


图 10-1　主要的电缆路径用红色显示；如果安装工程不包括光伏汇流箱，则电缆直接从光伏阵列连接到逆变器。本图显示了净电能计量方案，不同计量方案将在第 5 章及本章后续部分进行介绍、讨论（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

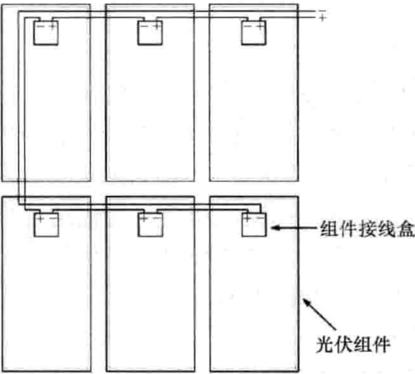


图 10-2　正确的光伏布线案例，应尽量减少导电环路（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

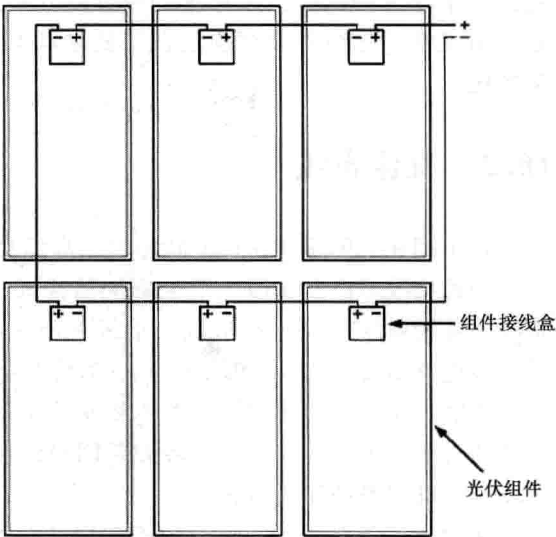


图 10-3　不正确的光伏布线案例，导线形成导电环路（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

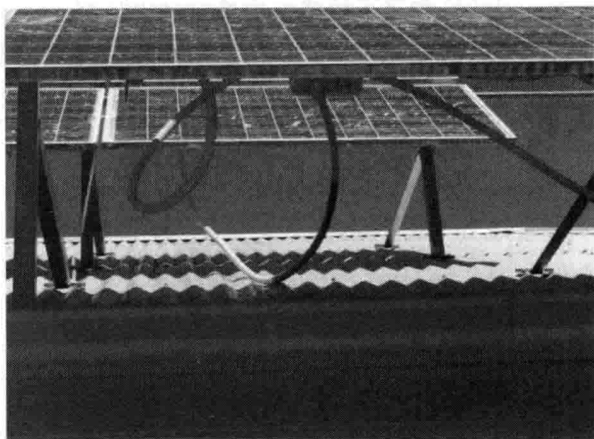


图 10-4　导电环路的照片（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

从光伏阵列到逆变器（通过光伏汇流箱）的线路路径使用直流电缆，并且应当使用直流电压和电流适当的电缆。根据地方规范和特定国家标准，可确定所用电缆的载流量和额定电压。铜导线一般优于铝导线，并且有单芯导线和多芯导线的产品。全部电缆都需要绝缘，保护线路免受周围环境破坏以及保护人身、设备安全。根据温度、日照、油阻或水阻，以及现场条件（干燥或潮湿），电缆绝缘多种多样。绝缘的颜色显示了导线极性，一般取决于国家电气规范/标准。各个国家的电缆绝缘颜色的标准差异很大。在世界许多地区，棕色绝缘表示正极导线，蓝色或灰色绝缘表示负极导线。然而，红色（正极）和黑色（负极）也是十分常见的颜色搭配。在典型情况下，绿色和黄色绝缘表示接地导线，但是并不是所有地方都这样。在安装过程中，应当遵守地方布线规范所规定的着色规则。

10.2.2　电缆规格

当给一个系统选择电缆时（即确定电缆规格），必须考虑载流量和预期电压降，即导线能够承载多大电流，由导线内阻引起的功率损耗有多大。

电缆按照在某种工作温度下的载流量可分为多种类型。载流量表征导线或电缆在受损之前可通过的电流量。载流量取决于导线类型（铜或铝）、导线尺寸/规格、绝缘等级（户外采用潮湿条件的绝缘等级）、最高绝缘温度和现场（风冷、导管或填埋）。随着温度升高，载流量将会下降。

电压降是光伏系统的一个关键问题。随着电流增加、导线尺寸减小（即电缆或导线截面积较小、导线内阻较高，从而电压降较大），电压降将会升高。端子、熔断器和分断/隔离器件的尺寸及电阻也会对电压降有所影响。对于并网光伏系统，通常的做法是适当选择电缆规格，使直流导线或交流导线两端电压降不超过1%。大多数国家的规范规定了最大允许的电压降，应当认真参考。例如，德国的规范规定最大电压降是1%，但是在澳大利亚当前允许5%的电压降。由于电压降代表着

减少了系统输出功率，因此推荐尽可能降低电缆中的电压降。通常，购买大尺寸的电缆要比增加组件数来补偿输出功率损耗更便宜。如果没有合理考虑电压降，则可能影响逆变器检测电路的工作。

专栏 10.1 电压降的计算

从光伏阵列到逆变器的电缆路径长度是15m。使用截面积为2.5mm^2的铜电缆(铜的电阻率是0.0183$\Omega/m/mm^2$),必须承载5A电流。根据欧姆定律,电压降计算如下:

电压降=2×长度×电流×电阻(数值2是考虑到一正一负2根电缆)

这里,电阻=电阻率/截面积,因此,

电压降=(2×长度[m]×电流[A]×电阻率[$\Omega/m/mm^2$])/截面积[mm^2]

电压降=(2×15m×5A×0.0183$\Omega/m/mm^2$)/2.5mm^2

电压降=1.098V

如果已知最大功率点的电压,则可计算出电压降百分比。如果已知最大功率点的电压是155V,则电压降计算如下:

电压降(%)=电压降/最大功率点电压×100%

电压降(%)=1.098V/155V×100%

电压降(%)=0.71%

因此,如果在10kWp系统中保持该电压降,功率损耗将是71Wp,意味着该系统工程在计及其他系统降额因子之前,光伏容量相当于减少到了9.929kWp(见第9章系统降额因子)。

美国的安装人员常常遇到美国导线规格(AWG)的电缆尺寸。在把这些规格转换成等效mm^2的规格值后,可以使用上面的公式。转换方法如表10-1所示。

表10-1 美国导线规格转换表

AWG	规格值/mm^2
14	2.00
12	3.31
10	6.68
8	8.37
6	13.30
4	21.15
2	33.62
1	42.41
0	53.50

光伏阵列电缆还应标明在潮湿条件下使用的额定值，具有紫外线稳定性，具有防各种元素的适当保护，并且根据地方电气标准标定在最大系统输出电压和电流下的额定值。现在，许多公司在生产的电缆上贴上“太阳能电缆”的标签，表明专用于光伏系统。太阳能电缆的设计应保证在户外环境下的安全性，具有对紫外线的高抵抗性，以及双重绝缘（也称为双护套电缆）。太阳能电缆用来承载直流电流和电压，许多地方标准要求其进行标识，从而便于从其他电缆中区分出来。太阳能电缆有多种尺寸规格，系统设计人员可灵活选择，来确保最小化电压降。太阳能电缆通常是柔性的，因此安装起来更容易。电缆的安装和紧固尽可能避开直射阳光，使电缆不直接固定在屋顶上，并且不在风中移动，这是一种很好的做法。机械式保护极大地减小了电缆受损、接地故障、甚至起火等风险。应当固定住电缆，并且有可能使用导线管保护电缆。除了在恶劣天气条件下出现电缆恶化以外，还存在电缆受到负鼠或啮齿类动物袭击的风险，电缆放置在导线管里可以解决这些防护问题。



图 10-5 松散的、没有支撑的光伏阵列电缆案例（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

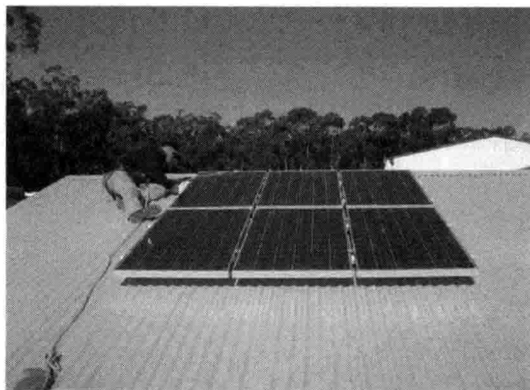


图 10-6 一名电气工程师在阵列旁边安装一个白色的小型光伏汇流箱（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

10.2.3 光伏汇流箱

光伏汇流箱（如第5章所述）用来把多条光伏支路汇集成少数并联电路，从而减少布线数量。光伏汇流箱箱体尺寸必须正确，使其有足够的空间来放置规定数量的电缆，并且不存在折断电缆的风险。汇流箱内部的电缆应当适当着色和标注，并且汇流箱额定值应适用于所安装的环境。

10.3 系统接地

接地用来确保系统裸露部分（即阵列边框）等电位，意味着在元件和大地之间没有电压差。光伏组件的金属边框和金属支架结构接地，可使这些结构表面的电压不会达到危险水平。这保证了人员在接触导电元件时不会遭受电击。这里有一点很重要，有可能接触光伏阵列的人员（即系统业主清洗组件的情况）几乎没有电气系统经验，确保其安全是首要的。不同国家的接地规则和标准差别很大，但是各国标准均规定了系统和单独元件应当接地。某些组件类型要求接地来保证组件的最大性能（如 SunPower 组件系列），这是来自组件生产厂商的要求。安装人员应当遵守逆变器和组件生产厂商的要求以及国家规范。见图 10-7。

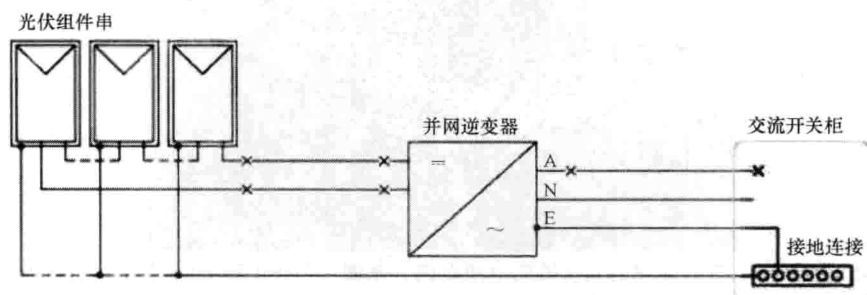


图 10-7 光伏系统的各个组件分别接地是一种常见做法，这使得如果去掉一个接地点，其他元件仍然保持接地，即阵列的接地点没有连接到逆变器的接地线。本图所示的技巧与美国国家标准兼容。技术各种各样，因此应当常常查阅地方标准（来源：澳大利亚清洁能源理事会）

10.4 逆变器的安装

逆变器应当尽可能接近组件安装，从而缩短直流电缆长度（电缆越长，功率损耗越大）。逆变器应当放置在阴凉、隐蔽、通风良好的地方，不应当暴露在其数据表规定的温度范围（一般在 -25 ~ 60℃）之外。此外，逆变器的安装墙必须能够支撑这些载荷。过电流保护和分断开关应当靠近逆变器安装。逆变器可以在系统安装过程中的任何时间节点进行安装，如果需要，可以和支架系统同时安装。

10.5 安装检查清单

安装人员应当确保所有工具和相应设备均已就绪，并且可用于安装。下面是一个用于光伏系统安装的检查清单。

表 10-2 安装检查清单示例

序号	项 目	数量要求	细节	完成
1	光伏组件 XYZ-90			
2	光伏安装结构			
3	组件连接到安装结构的硬件			
4	安装结构连接到屋顶的硬件			
5	确保屋顶防水的硬件			
6	组件和光伏汇流箱(如果有)间的电缆			
7	导线管(如果需要)			
8	电缆/导线管的紧固件			
9	光伏汇流箱(如果有)			
10	把光伏汇流箱紧固到墙壁上的硬件			
11	光伏阵列和逆变器之间的直流主断路器			
12	断路器到逆变器的电缆			
13	导线管(如果需要)			
14	电缆/导线管的紧固件			
15	逆变器模块			
16	逆变器的紧固件			
17	逆变器和开关柜之间的电缆			
18	导线管(如果需要)			
19	电缆/导线管的紧固件			
20	光伏系统交流主开关			
21	要求的信号			
22	安装工具(推荐技术人员准备一张清单)			

10.6 公共电网接入系统

对于小型发电机组（如屋顶光伏系统或小型风力机）接入电网的系统，也称

为交互分布式发电。

消费者使用来自两个电源（光伏系统和公共电网）的电力（相对于仅靠光伏阵列供电的独立系统）。根据计量方案（详见第5章），这会略有不同：当采用净电能计量方式时，光伏系统输出电力直接在并网点使用，剩余电能输出到电网，而当光伏系统输出电力不足时其余电力从电网购买。如果采用总电能计量方式，全部电力输出到电网，而负荷用电需求从电网获取，因此光伏系统和负荷之间没有直接电力流动。

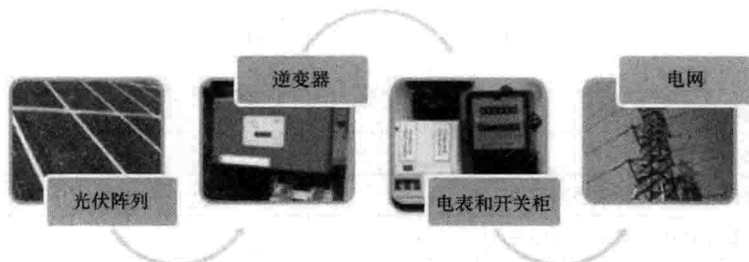


图 10-8 在电网交互式光伏系统中，光伏阵列连接到逆变器，再连接到开关柜，然后接入电网。国家规范和法规覆盖了这种情况，应当遵守这些规范

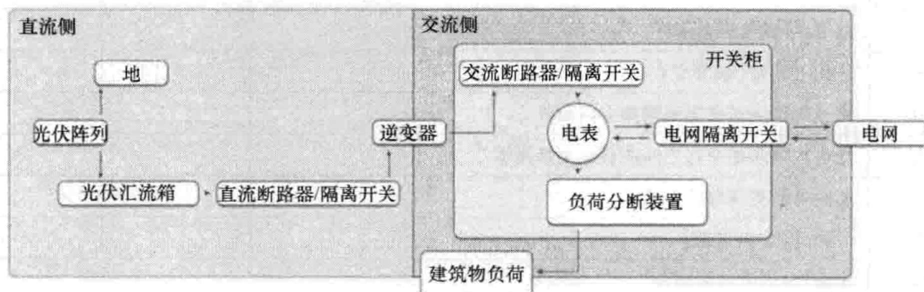


图 10-9 采用净电能计量方式的并网光伏系统的连接元件汇总
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

为把光伏系统接入公共电网，在典型情况下需要一份并网接入许可合同。不同国家的公共电网系统各不相同，并网接入许可和政策也是如此。该许可通常不仅取决于地方标准和法规，而且取决于电网，电网必须同意光伏系统的电力注入电网。一些地方法律规定了公共电网要收购光伏系统输出的电力（如英国）。然而，其他地区是由电网公司来做出决定。关于多种电源接入电网所引起的安全性问题，全世界的电力供应商有不同的规章制度。一些安全问题是过电流和孤岛运行（见第5章），如果在电网缺失期间还向电网送电，这对工作在电力线路上的电气工程师是一种严重威胁。如今的逆变器具备了防孤岛功能，当电网故障时逆变器应当自我关闭。地方电网公司会坚持在光伏系统投入运行之前进行系统检查，这并非不常见。

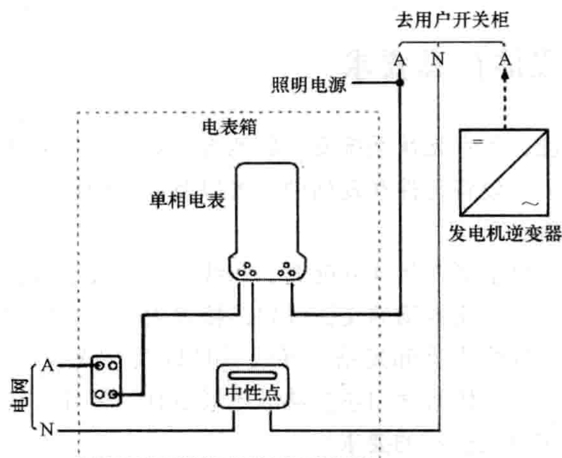


图 10-10　净电能计量方式的布线图，在建筑物上使用不了的功率输出到电网
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

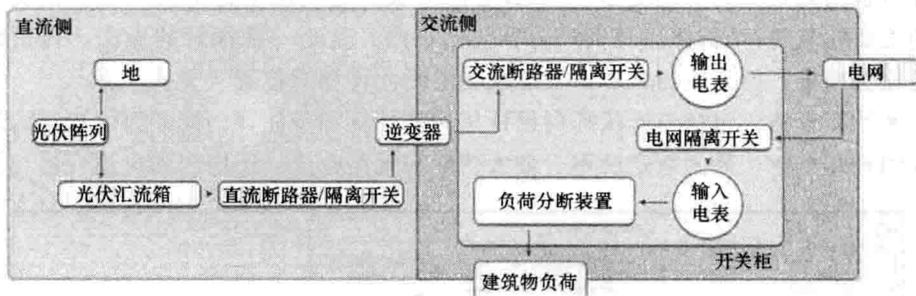


图 10-11　采用总电能计量方式的并网光伏系统的连接元件汇总
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

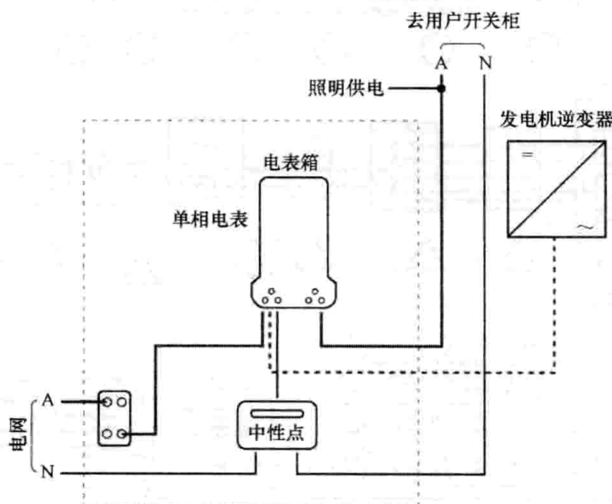


图 10-12　总电能计量方式的布线图，光伏系统的电力全部输出到电网
（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

10.7 安装工程的信息要求

为安装光伏系统，负责光伏系统安装的地方权威机构一般会要求提供原理图和图纸。这些图纸描绘了设备元件在现场的位置以及系统的电气配置情况。下面是一些应完成的图纸案例：

• 电气原理图：显示了光伏阵列配置、布线系统、过电流保护、逆变器、分断装置、所要求的标识和与建筑物的交流线路连接等内容的简化原理图。布线原理图应显示出电气元件、导线类型和规格、导线数量以及导线管类型（如果需要）的详细信息，还应当包括光伏组件和逆变器的电气信息。另外，还应包括公共电网分断方式的信息（许多电网公司的要求）。

• 现场规划图：显示有建筑物上主要元件位置的结构原理图。光伏系统的主要元件可包括光伏阵列、逆变器、隔离/分断开关、电网配电盘的接入点。把安装现场的主要建筑物/结构体以及资产边界包括在内，这是一种很好的做法。该图纸不需要比例精准，但是应当表示出安装现场上的元件相对位置（见第 7 章）。

• 计算表格：包括与光伏阵列设计相关的计算和备注，例如经温度校正的最大功率和开路电压、最大额定功率、最大功率和短路电流。还应当列出逆变器相关信

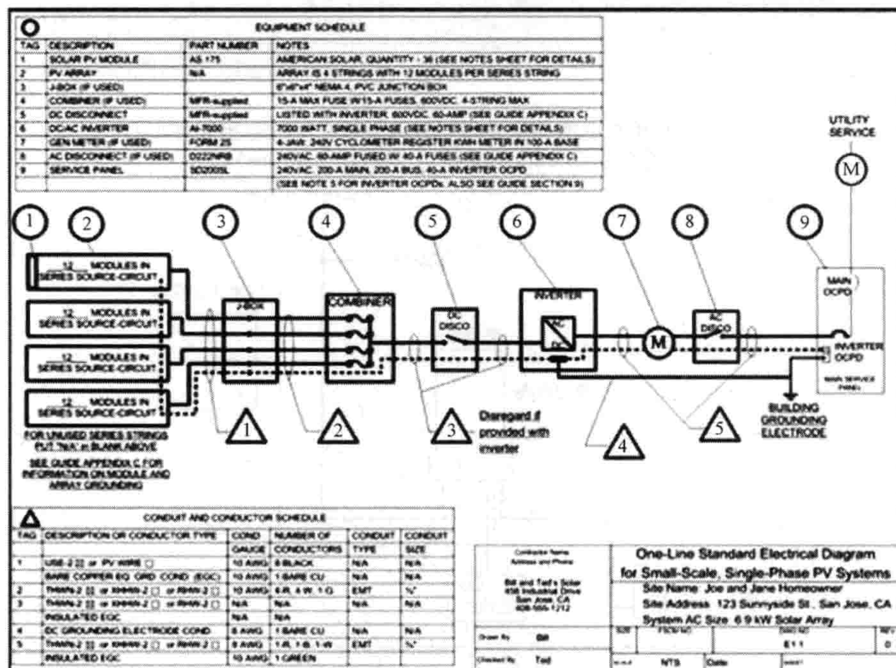


图 10-13　电气原理图示例（来源：Brooks Engineering 公司，www. solarabcs. org/permitting）

息，例如电压、电流和额定功率，以及与过电流保护设备相关的计算。

除了这些图纸以外，还应当有一个许可应用包，包括所有元件的数据手册和安装手册（如果有），包括但不限于光伏组件、逆变器、光伏汇流箱、隔离/分断装置和支架系统。地方规范和国家标准会规定所需文档，应当依照执行。

图 10-14　光伏系统的典型计算表（来源：Brooks Engineering 公司，www. solarabcs. org/permitting）

10.8　安全性

安装光伏系统是一个有风险的事情，因此采取适当的安全措施很关键。与光伏系统安装相关的主要风险有：

- 电击：由于光伏器件在光照条件下就产生电力，因此往往应认为它是带电器件，并且应小心处理。在许多光伏系统里，阵列直流电压超过 120V，高于该电压可认为是致命的，出于这个原因，地方规范和国家标准可能要求把阵列组件串分割成许多段，每段的 V_{oc} 不超过 120V。该低电压段在第 8 章进行了讨论。即使电压低于 120V，仍然可认为非常危险，因为尽管电击不会使受害者致命，但是可以使其分散注意力或失去平衡，在安全措施不够时可能掉下屋顶。为减小高空工作的风险而采取一系列步骤措施，这非常重要，并且国家安全标准或法规上通常会强调指出这些步骤。穿着包括手套在内的保护性服装，可以在光伏阵列和边框接地故障情况

下保护光伏安装人员。对于特定系统安装工程，应当把潜在电气故障分类，并且包括在风险评估之中。

- 高空作业：从屋顶坠落的风险很高，如果采取了适当的安全措施，可以极大地降低这类风险。各个地区均有其自己的高空作业标准。这些标准一般会要求在高空作业时应佩戴安全索套或安装脚手架。梯子是攀爬屋顶的常用工具，应当加以固定。还应当查阅地方规范和指南，来考虑使用什么类型的梯子，因为这些规范可能会反对使用某些类型的材料，例如因导电性而反对使用金属梯子。
- 徒手工作的伤害：当人们在举起和搬运太重的物体、或使用了错误技巧时，常常会出现这种伤害。很重要的一点是，在托举或放下物体时，尽量用膝部弯曲，而不是用腰部，必要时应当多人进行托举。
- 坠物：屋顶上坠落物体造成伤害也是很常见的。通过保持屋顶上工作空间的整齐，并在任何时候使工具紧贴安装人员，即使用工具腰带，可以最小化这类风险。如果在高空工作，安装人员还可以考虑限制人员进出工作区域。对于小型户用系统安装工程来说，这种做法一般很容易，因为安装过程仅需要几小时；然而，大型系统安装工程将会花费几天时间，这种做法不太可能。保持工作现场清洁、整齐对于避免受伤，也是很好的措施。
- 环境：在户外工作长达数小时（特别是在夏天）可能会使人筋疲力尽。安装人员应当通过在需要时大量喝水和在阴凉处休息，保持意识良好。防晒油、帽子和长袖衫对于避免阳光灼伤很重要。光伏组件在阳光下会被加热，在处理光伏组件时还应当佩戴手套。

在安装光伏系统之前，应当把风险评估作为现场评估的一部分：根据风险的可能性和严重性，需要标识出风险，并按照低、中、高或极端进行分类。还需要标识并且采取风险控制措施。从地方政府权威机构可获得最小化风险和避免伤害的建议，如英国健康与安全执行局（www. hse. gov. uk）、美国职业安全和健康管理委员会（www. osha. gov）、欧洲工作安全和健康机构（www. osha. europa. eu）以及澳大利亚各州的 Workcover 组织。

第11章　系统试运行

为确认光伏系统输出电力并与电网正确交互的光伏系统测试过程被称为系统试运行。当安装人员把光伏系统交付给用户之前，应当测试和检查光伏系统，确保系统符合国家和地方的标准规范，确保所有元件得以安全安装，并且所有元件按预期正常工作。许多电网公司制定了系统试运行期间必须遵守的规则或过程，在有些情况下电网公司可能希望进行试运行检查。在取得并网接入许可时，应当已经和电网公司讨论过这些要求（见第10章）。

检查、测试和试运行过程以及执行这些过程的人员培训要求应遵守地方规范和法规。下面将概述这些过程。

专栏11.1　光伏系统试运行的国家标准

世界上的光伏系统试运行过程差别很大,并且很大程度上取决于国家标准规范。

- 美国:国家电气规范(NEC)第690条重点指出了光伏系统的检查和测试要求。还会使用美国电气与电子工程师学会(IEEE)标准:IEEE 1547“分布式电源与电力系统互联标准”。
- 国际电工委员会(IEC):IEC提供了国际标准IEC 62446“并网光伏系统——系统文档、试运行测试和检查的最低要求”。该标准给电气工程师提供了一个模板。
- 英国:BS 7671是英国布线规范,第712节涵盖了光伏系统以及检查、测试要求。地方配电网运营商(DNO)也可能提出不同的测试和文档要求。
- 澳大利亚和新西兰:澳大利亚和新西兰标准(AS/NZS)在AS/NZS 4777“通过逆变器的能量系统并网接入”和AS/NZS 5033“光伏阵列的安装”中涵盖了光伏系统的试运行要求。
- 加拿大:加拿大标准协会在CSA C22.2 no.107.1-01(R2006)——“供电电源的一般性用法”中涵盖了试运行。
- 新加坡:CP 5:1998——“电气安装”及其CP 5:1998的第一次修订版。

11.1　系统安装的最终检查

在光伏系统试运行之前，应当进行系统最终检查，确保系统测试已经就绪。如

果发现任何问题，应当在任何系统部分接入和/或测试之前予以提示。应当对装备和安装工程进行检查，从而确保：

- 设备和元件未受损。
- 系统符合设计文件，并且所有设备均按照布线图正确连接。
- 设备和元件符合地方安全标准，并且适用于电网交互式光伏系统。
- 现场清洁、整齐，对普通公众没有危险。
- 按地方规范设置了信号和警示标志。

应当检查阵列和阵列边框，确保正确安装以及适合现场情况。这包括检查边框是否坚实，是否按当地风、雪条件合理地标定额定值，所有屋顶穿孔是否适当密封和防风雨气候条件（见第6章）。

逆变器的检查应当先于试运行，确保逆变器安全安装，并且逆变器的所有电气接入和接出连接均良好紧固。逆变器的安装地点也应当在检查期间予以考虑，确保该地点便于在维护和紧急分断时易靠近、适当防风雨、具有充分的通风条件。防风雨性可通过检查逆变器的 IP 或 NEMA 额定值进行验证（详细信息参考第 8 章）。还应当根据生产厂商的推荐条款检查通风条件。

还应当检查线路和电气元件，确保所有线路和元件已经安全安装，并且为防止机械和环境损伤设置了充分保护。还应当确保完全可运行、正确设置容量，并且按照标准规范进行了安装。所有分断装置/隔离装置必须便于在紧急情况下接近。

检查过程应当进行备案，文档副本应留给用户作为记录。

专栏 11.2　系统安装与试运行前的检查清单

光伏阵列

屋顶平铺安装 □

建筑一体化 □

倾斜阵列安装 □

光伏阵列倾角＿＿＿＿＿＿＿＿＿＿＿＿

光伏阵列朝向＿＿＿＿＿＿＿＿＿＿＿＿

光伏阵列已安全固定　□详细信息＿＿＿＿＿＿＿＿＿＿＿＿

没有不同金属接触到阵列边框或支撑结构 □

适当密封了屋顶穿孔，并且防风雨 □

导线具有防紫外线和机械损伤的保护 □

逆变器

如果地方规范有要求，隔离设备靠近逆变器安装 □

如果地方规范有要求，隔离设备安装在逆变器输出端 □

逆变器放在防风雨的围墙里或建筑物内部 □

逆变器的空间充足、通风良好 □

低压直流电缆

按照地方导则,进行了清晰地标识 □

信号指示(红底白字)

注意:下面的案例摘自澳大利亚和新西兰标准(AS/NZS 4777.1:2005“通过逆变器的能量系统并网接入——安装要求”和 AS/NZS 5033:2005“光伏阵列的安装”)

下面的标识永久性固定在开关柜上

警告
双端供电
在操作本开关柜之前,隔离正常供电和太阳能电源

下面的标识永久性固定在主分断/隔离装置上 □

正常供电
主开关

下面的标识固定在开关柜的光伏阵列主分断/隔离装置旁边 □

光伏阵列
主开关

如果光伏系统连接到配电盘,则系统特定的消防应急信息标识牌(例如下面的标识牌)放置在主开关柜和所有的中间配电盘上 □

屋顶上装有光伏阵列
开路电压:220V
短路电流:20A

如果光伏系统连接到配电盘,则下面的标识牌要放在主开关柜和所有的中间配电盘上 □

警告
双端供电
在配电箱处隔离光伏供电

下面的标识牌永久性地固定在光伏汇流箱上 □

光伏直流

详细的、系统特定的关机过程(如下)永久性地固定在主开关柜上 □

关机过程

1. 关闭逆变器的交流侧主开关，它位于逆变器输出端子的旁边。

2. 关闭光伏阵列的主开关，它位于逆变器输入端子的旁边。

警告：不要在带负载条件下断开插头和插槽连接器或者光伏组件串隔离装置

光伏阵列开路电压：220V

光伏阵列短路电流：20A

授权信息：我是____________________，证明以下系统已经按照导则所示的标准进行安装，并且符合相关标准。

光伏系统的业主姓名：____________________

系统安装地点：____________________

签名：____________________

日期：____________________

11.2 测试

在对系统进行目测检查之后，应当按照现行的国家标准进行测试。国家标准可能要求安装人员保证在系统测试前已满足下列几点要求：

• 光伏阵列输出端没有电压（以及在多组件串情况下每个光伏组件串的输出端）。可通过断开或拔掉光伏组件互联设备之一即可实现。

• 去掉了所有熔断器，并且所有断路器处在“关断”位置。

• 交流和直流主断路器/隔离装置处在“关断”位置；地方规范也有可能要求在测试期间给这些装置贴上标签或者闭锁这些装置。

• 所有元件（如逆变器）处于关闭状态。

在落实了地方规范的安全性要求之后，就可以执行测试。每个元件和每个隔离装置分别闭合，从阵列开始，到负荷（如家用电器）为止。按此顺序进行测试，以保证安全；这减小了出现危险和设备损坏的风险。在每个步骤，通过用不同元件上的仪表和显示器（如逆变器的显示屏会显示关于系统的重要数据）测量系统参数，完成系统测试。如果系统在任一阶段开始工作在预期参数以外，则电气工程师必须在继续测试之前辨识出问题，并且解决这个问题。通常测试参数包括：

• 系统相邻元件之间的连续性。

• 电缆绝缘的电阻。

• 光伏阵列和组件串开路电压的测量值（相同组件串的开路电压相差很大或者开路电压与期望值相差很大，则表明出现了问题）。

• 光伏阵列和组件串短路电流的测量值（危险，见下面专栏）。

• 组件串熔断器两端电压降的测量值。

• 已安装元件的极性检验。

• 系统接地测试，通常包括回路阻抗测试或接地电极测试，后者需要接地测试仪。



图 11-1 一名电气工程师正在检查开路电压和接入逆变器的光伏阵列电缆极性（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

专栏 11.3 测量光伏组件串和阵列的短路电流

警告：下面的过程应当由适当的、有资质的人员执行，如果不正确操作，则会极端危险。该过程描述了如何测试短路电流。电压会非常高，如果不依照该过程，则可能出现拉弧和元件损坏。

注意：在一些项目中，作为试运行合同的一部分，要求记录短路电流。如果不需要知道系统的短路电流，则记录下每个组件串的工作电流就足够了。在系统工作期间，可通过使用逆变器的仪表或钳形表来完成该测试。

A：在需要测量短路电流的位置

1. 确保各组件串的熔断器（如果安装了）尚未连接或者低压阵列仍然分成超低电压（ELV）分段。

2. 光伏阵列电缆到光伏阵列直流隔离装置之间的连接保持分断。

3. 去掉光伏阵列直流隔离装置到逆变器的电缆。

4. 随着直流隔离装置的断开，在光伏阵列直流隔离装置的正、负输出端子之间放置一个链接或小电缆。

5. 安装组件串熔断器或重新连接 ELV 成为组件串 1。闭合光伏阵列直流隔离装置。使用直流钳形表来测量组件串 1 的直流短路电流。

6. 断开光伏阵列直流隔离装置。分断组件串 1 的熔断器。

7. 对每个组件串重复执行第 5 步。

8. 在单独测量了每个组件串的直流短路电流之后,检查光伏阵列隔离装置处在断开位置,然后安装所有组件串的熔断器或者连接各组件串中的 ELV 分段。闭合直流开关,使用钳形表测量光伏阵列直流电流。断开开关,移除光伏阵列直流隔离装置输出端的链接。

B:在不需要测量短路电流的位置

1. 等待系统连接和逆变器运行。如果光伏阵列只有一个组件串,记下组件串的工作电流。

2. 如果组件串多于一个,关闭逆变器,断开逆变器交流隔离装置和光伏阵列直流隔离装置。通过去掉熔断器,隔离所有组件串,断开断路器或使用分断设备。

3. 每次连接一个组件串,闭合系统并记录下组件串的工作电流。

注意:应当在阳光灿烂、万里无云的天气里进行这些测试。这是为了避免云覆盖引起读数变化。确保在执行这些测试时采取了职业健康和安全预防措施;特别是在炎热、阳光明媚条件下进行高空、强光照、热表面作业。

专栏 11.4 试运行前的测试表

光伏阵列

光伏汇流箱输入侧没有电压 □

光伏汇流箱输出侧没有电压 □

光伏组件串和汇流箱之间的连续性

组件串 1 + ve □

组件串 1 - ve □

组件串 2 + ve □

组件串 2 - ve □

组件串 3 + ve □

组件串 3 - ve □

检查光伏组件串和汇流箱之间的极性

组件串 1 □

组件串 2 □

组件串 3 □

警告:如果一个组件串的极性反接,则可能导致光伏汇流箱起火。

开路电压

组件串 1 V

组件串 2 V

组件串 3 V

光伏汇流箱和直流主断路器/隔离装置之间的连续性

阵列 + ve　☐

阵列 - ve　☐

光伏汇流箱和直流主断路器/隔离装置之间的极性正确☐

短路电流(如果要求)

组件串 1　A

组件串 2　A

组件串 3　A

阵列　A

直流主断路器/隔离装置和逆变器之间的连续性

直流主断路器/隔离装置输入端的开路电压　V

阵列 + ve　☐

阵列 - ve　☐

光伏阵列直流隔离装置和逆变器之间的极性正确　☐

逆变器

逆变器和电能表之间的连续性

线路　☐

中性线　☐

逆变器和电能表之间的极性正确　☐

电能表和交流主断路器/隔离装置之间的连续性线路　☐

中性线　☐

电能表和交流主断路器/隔离装置之间的极性正确　☐

交流主断路器/隔离装置输出端的极性正确　☐

交流主断路器/隔离装置输出端的电压　☐

电能表的初始读数　—

11.3　试运行

试运行是第一次闭合完整的系统并向电网送出电力。正如已经多次提到的，这个过程一般涉及国家标准、规范的大量细节要求，而实施光伏系统试运行的电气工程师应当对此非常熟悉。下面的专栏重点突出了必要的试运行后测试，以确保系统按照预期与电网互动和运行。按照地方标准要求，断开光伏系统和电网的连接并重新连接，这项测试特别重要。这要求确保不发生孤岛情形（见第 5 章）。

专栏 11.5 试运行测试表

参考了逆变器的系统手册，并且按照启动步骤

系统连接到了电网 □

当逆变器、交流主断路器/隔离装置和直流主断路器/隔离装置已经闭合，并且按逆变器启动步骤执行时：

逆变器的直流输入侧电压 □

电压处在逆变器工作电压限值范围以内

逆变器的交流输出侧电压 V

逆变器的输入功率（如果有效） W

逆变器的输出功率（如果有效） W

输出功率符合预期 □

当逆变器交流隔离装置关断时，系统与电网断开连接 □

11.4 系统文档

在完成安装时，应当提供给业主一份包含系统信息的系统手册。地方规范通常会规定应提交的文档；下面给出了一般性导则：

• 所提供设备的清单：系统手册应当包括一份所有已安装元件的完整项目清单，包括光伏组件、逆变器、光伏阵列框架、光伏汇流箱、组件串隔离装置、熔断器或断路器、直流和交流主断路器/隔离装置。该清单应当包括所用设备的数量。

• 系统图：在手册中应当包括基本的电路图和布线图。建筑结构图纸或显示了主要元件的现场规划图也很有用。

• 系统性能估计：该手册应包括设计人员计算的系统产出预期值。还可以包括地方财政奖励信息（见第 13 章），以及从收入和/或节省电费的角度来看对系统意味着什么。还有一个要点需要强调，这仅是一个估计值，每年略有变化是正常的。

• 系统及其元件的操作说明：该手册应包括系统概述、各主要元件的功能，以及系统如何运行。任何对给定系统很重要的信息应当包括在手册里面。很重要的一点是向业主解释，当电网停电时（即没有来自电网的可用电力时），系统将会关闭。

• 紧急和维护情况的关机和隔离过程：该手册应包括用于维护和紧急情况的过程。根据系统规模，维护过程有可能不用整体关闭系统。

• 维护过程与时间表：第 12 章介绍了并网光伏系统的维护要求，包括在维护记录本中的表。该信息应和系统手册配合使用。

• 安装和试运行记录：这些记录均应有签名，并且包括在系统手册中。

• 系统监控：该手册应有一节，给系统业主提供如何监控系统的建议，以确保系统正确运行。许多逆变器已具备监控能力。如果逆变器包括了这些特征，则应提供如何使用的说明。如果随着系统一起提供了单独的监控单元，该手册应当包括监控单元的操作信息。

• 质保信息：并网光伏系统由系统安装人员把单独的产品连接成一个系统。这类系统有 4 种质保方式：

1）涵盖生产过程中缺陷的产品质保。

2）与长期输出性能相关的产品质保。

3）与所安装系统长期合理工作相关的系统质保。

4）与一段时期（典型 1 年）内的并网光伏系统保证输出电能相关的电能性能质保（见第 3 章）。

前两种质保方式属于设备制造商的责任，但是如果系统业主要求质保索赔，可以联系安装人员寻求帮助。后两种质保方式由系统安装公司提供。所有质保的详细信息应当包括在系统手册中。

• 设备生产厂商的文档和手册：由不同厂商提供的所有产品手册应包括在系统手册中。例如包括逆变器手册、光伏组件数据表和系统平衡（BOS）设备的技术信息。

第 12 章　系统的运行与维护

12.1　系统维护

本章重点介绍并网光伏系统所需的维护工作。这里的信息属于一般特性，更重要的是要依据业主手册和生产厂商对于设备维护的推荐。一些简单的维护工作可以由业主实施，但是大部分维护工作应当由合格的光伏技术人员来实施。许多地区要求每隔几年均要测试电气系统工程（例如光伏系统），安装人员应熟悉这类地方法规。

维护任务合同一般包括在安装工程包内：公司要每年回来一次或两次，检查和测试系统，从而确保其正常工作。这些检查的结果要记录在维护日程表和在系统调试之前交付系统业主的设备运行日志里。另外，维护任务的承包方应保留一份服务和维修工作的记录，其副本必须交由系统业主保留。在光伏行业里，妥善保留记录十分重要，因为所用的产品具有很长的质保期限。日志特别有用，因为历史信息会显示出随时间的变化，以及与规范的偏差、已发生的或正在发生的错误。

维护工作的最重要的方面是性能监测，这可以确保在出现问题时能够辨识出来，并且在出现严重损失之前纠正错误（例如遮挡可导致热斑）。它还可以给用户提供全年系统性能，为将来进行性能比对提供帮助。

12.1.1　光伏阵列的维护

光伏阵列没有运动部件，因此通常可以无故障运行许多年。然而，对于确保光伏阵列安全、高效的工作，定期维护还是非常重要的。常规维护工作包括倾斜光伏组件、进行机械和电气检查。推荐仅由通过适当培训的服务人员进行光伏组件维护。

光伏组件一般是自清洁的；雨水会冲走全部灰尘，但是还需要处理轻度污染、鸟粪或落叶。不允许使用溶剂清洗光伏阵列，含有少量肥皂粉的清水就足够了。如果组件符合相应标准（见第 3 章），光伏阵列上的积雪一般不是问题；然而，如果大量积雪长期堆积，业主可能希望清除积雪，因为这会遮挡阵列并且影响性能。系统业主在意图自己清理光伏阵列之前，应当被告知和考虑到高空作业的危险。

还有一点很重要，检查光伏阵列不受任何树木遮挡，包括在系统安装后成长起来的树木；可能会要求偶尔修剪一下。在邻居的资产物上的树木也可能遮挡阵列。一些地区的法律保护阳光通过性，但是很多地区没有类似法律，在系统安装之前，与邻居讨论这个问题就非常重要。

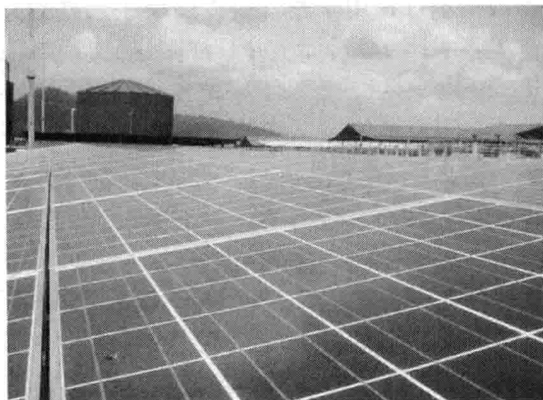


图 12-1 布满灰尘的光伏组件将减少输出电能（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

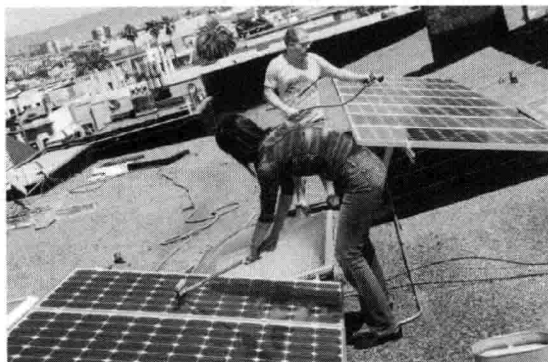


图 12-2 清洁光伏组件的工作可涉及用软管喷洒组件以及偶尔擦洗掉烧印上去的标记（来源：Brian Kusler）

由具有资质的光伏技术人员实施的维护工作通常包括支架结构的检查，找出可能导致机械故障的腐蚀迹象；还应当检查连接到屋顶的附着点，确保这些附着点仍然具有水密性。还应当检查电缆和线路，确保它们在机械上仍然健全并具有防风雨能力。

监控光伏系统也是常用手段。尽管在很长时间上的输出功率通常会降低，但是测量值和预期值之间出现很大差异，表明有问题需要解决。最常见的监控形式是检查输出电压、电流等电气参数，这可以比较设计方案的预期值和在试运行过程中的实测值，从而确定是否出现问题。许多现代逆变器包括了监控功能，或者可使用外部监控装置（见第 5 章）。在某些情况下，还可以测量环境参数（如温度），因为这有助于设计人员看清楚环境条件和系统输出之间的相关性。还可能监测组件温度，以确保在所设计的系统温度范围内（见第 9 章）。

出于展示需要，监控数据必须具有某种显示方式。基本的监控系统可包括元件

上的小型 LED 显示器和指示灯，用于查看是否违反了元件用户手册。大多数现代逆变器具有显示实测数据的小型显示屏，并且许多逆变器可通过无线连接到远方显示器（如计算机或 iPhone）。然后，记录下来的监控信息可显示长期性能趋势，用户一般对此很感兴趣，他们很想知道系统输出电能有多少，节约了多少电费（或者在享受上网电价条件下赚了多少钱）。

阵列维护表应包括在日志里。

表 12-1 推荐的光伏阵列维护任务

活　动	频率
清洁组件	根据要求
检查阵列结构的机械安全性	每年
检查所有电缆的机械损坏情况	每年
检查阵列各组件串的输出电压和电流，并在现有条件下比较期望输出	每年
检查电气线路的接线松散情况	每年
检查光伏直流主断路器/隔离开关的工作情况（仅当交流主断路器/隔离开关切断之后）	每年

表 12-2 光伏阵列日志的示例

日期	清洁组件	阵列结构完好	阵列电缆：机械性	阵列电缆：电气性	输出电压	输出电流	光伏直流断路器/隔离开关	注释
	□	□	□	□	______V	______A	□	
	□	□	□	□	______V	______A	□	
	□	□	□	□	______V	______A	□	

专栏 12.1　尚德太阳能电力公司的维护指令示例

尚德公司推荐进行下面的维护工作，从而确保组件的最优性能：

• 根据需要清洁组件的玻璃表面。通常使用清水和软海绵或布进行清洁。可使用柔和的、非研磨性的清洁剂来去除顽固污渍。

• 每隔 6 个月检查一次电气和机械连接，检验是否清洁、安全和未受损。

• 如果出现任何问题，交由主管专家进行调研。

• 观察系统中所用的全部元件的维护指令，例如支撑结构、充电控制器、逆变器、蓄电池组等。

光伏组件生产厂商也有他们自己的维护指令，应首先查询这些指令，因为不遵守这些指令可能使质保失效。

12.1.2 逆变器的维护

逆变器的维护一般涉及：

- 保持该单元的清洁：在需要时应清理容器和所有通风口。
- 确保该单元没有受到昆虫和蜘蛛的侵入。
- 确保所有电气连接保持清洁和紧固。
- 检查逆变器的运行。

逆变器维护操作和基本的修理指令有可能列在了手册中。如果对逆变器进行任何维护工作，应当记录在系统日志中。逆变器的维护（除了清洁）和修理应当由合适的具有资格的技术人员来执行；系统业主不应尝试进行这些维修工作。

12.1.3 系统的完整性

上述的维护检查工作与系统的各个元件均有关系。由于这些元件要作为系统工作，它们需要通过电缆互联。因而，在任何设备维护期间，应可以目测检查整个系统，确保对其性能和/或安全运行没有潜在威胁，这一点很重要。这涉及检查和测试各个元件，包括隔离装置、断路器、光伏汇流箱和线路。

12.2 故障排除

设计和安装很好的一个并网光伏系统应当无故障运行许多年，但是还会出现问题。如果系统不工作，则一般出于两个原因之一：或者是设备的一部分出现故障，或者可能电网出现问题。必须找到问题出现的原因，并且修复该问题。故障排除应当由合适的具有资格的技术人员来执行，因为这类工作涉及诸如高空工作、高电压等风险。本节讨论在一些常见情形下的故障排查和问题解决。

12.2.1 识别问题

通过监测系统性能，系统业主会注意到系统没有工作或者性能过低。如果不能立刻通过目测检查出问题，例如光伏阵列的遮挡，则业主应当联系安装公司，后者应到现场检查。

故障排查工作应当在白天进行，最好有充足的阳光，从而能够测试光伏组件的输出，并且在充足的日照时数条件下可进行完整的调研。待检查的第一件事是直流主断路器/隔离装置和阵列交流主断路器/隔离装置均没有断开。

如果所有断路器/隔离装置均处在闭合状态，则应当进行逆变器的目测检查。逆变器故障通常是由电子器件故障引起的，这可能伴随着错误信息或其他显示信息。如果是逆变器故障，则需要决定是现场维修还是返回生产厂商。如果逆变器没有开启，但是问题并没有立即凸显，即没有错误信息，则通常需要决定逆变器是否有交流功率，然后确定逆变器是否有直流功率。如果没有来自电网的交流功率，则必须系统性检查从光伏系统到并网点的所有路径来发现故障。这涉及测量是否有交流电压：

1）测量电表处。

2）然后测量逆变器侧。

3）接下来测量光伏阵列主断路器/隔离装置的电网侧。

4）然后测量连接到电网的并网点。

如果逆变器以及接入逆变器的交流电路没有出现故障，则应当检查光伏阵列。

12.2.2 光伏阵列故障排除

这个过程根据系统配置而变化。这里的过程假设在光伏阵列和直流断路器/隔离装置之间有一个光伏汇流箱。如果故障出现在逆变器的直流侧（即在光伏阵列侧），可能的原因或者是逆变器收到的光伏阵列功率不足导致逆变器关闭，或者是由于阵列没有输出预期功率而使系统性能过低。在光伏阵列上进行的所有电气服务或维护工作必须由合适的具有资格的人员来执行。

如果逆变器的直流侧出现故障，首要任务是在逆变器输入端测量光伏阵列开路电压，并且确认直流功率是否到达逆变器。如果在逆变器处没有直流功率，则技术人员应系统地按顺序检查各元件及其连接（通过测量是否有直流电压），测量从逆变器开始，到光伏阵列为止。

如果在逆变器处没有直流电压，通常的做法是首先检查直流主断路器/隔离装置是否在工作，断路器或熔断器（如果有）是否闭合并且可运行。如果在光伏汇流箱处没有直流电压，则故障在阵列内部。这一般表明一个（或全部）光伏组件串出现故障。光伏组件串出现故障的可能原因包括：

- 电缆断开或插头故障（如果使用插头）。
- 光伏汇流箱内部的连接松动。
- 光伏组件故障或破碎。

实际故障的发现可能只能通过电缆、组件的物理检查和电流、电压测量。零电流表示出现了故障。

12.2.3 系统性能过低的故障排除

当系统可以工作但是性能过低时，也需要故障排除。如果系统性能过低，应当执行下面的步骤：

- 系统的目测检查，检查遮挡或组件损坏等其他明显的故障。
- 使用钳形表测量阵列的电流。

如果没有遮挡问题，但是电流低于预期值，应通过测量手段进行阵列测试。如果有多个光伏组件串，应当系统性地关断各组件串。如果光伏组件串之一不输出功率，则当该组件串关闭时电流不会变化。一旦识别出故障组件串，应当检查断路器或熔断器是否故障。如果没有出现故障，则应当执行上一节所述的步骤。

专栏 12.2 在光伏阵列上进行故障排查

具有光伏组件如何工作的基本认识是很重要的：

- 只有当光伏组件不带负载时可以测量开路电压和短路电流。
- 即使在太阳辐照度很低时光伏组件输出电压还是接近开路电压，短路电流则与有效太阳辐照度成比例。

- 被遮挡的光伏组件将根据遮挡情况不输出电流或减少电流。
- 如果一个长组件串中的一块组件被遮挡，由于旁路二极管的作用，整个组件串的工作电流可能不会变化，但是开路电压将会降低。旁路二极管的工作见第4章。

12.2.4 逆变器的故障排除

在逆变器端子上有直流电压和交流电压（并且光伏阵列输出充足），然而逆变器不工作，则逆变器可能已经出现故障。大多数生产厂商在手册中包含了故障排查章节，应当查阅手册。在许多情况下，逆变器将通过故障指示灯或错误信息来表明出现了问题；应当阅读手册来识别和修复这些错误。一些常见问题有：

- 电网电压过高或过低：这表明电网故障，因此应当联系配电供应商。
- 电网频率超出范围：这表明电网故障，因此应当联系配电供应商。
- 阵列直流电压过低：需要进行阵列的故障排除。
- 直流电压过高：应立刻断开阵列，因为它可能损坏逆变器。
- 线路阻抗过高：应检查交流侧接线，它有可能松动了。如果还有问题，则可能电网出现了问题，因此应当联系配电供应商。
- 对地漏电流过高（仅针对无变压器逆变器）。

12.3 其他常见问题

除了技术问题以外，光伏阵列的其他常见问题首先包括客户对系统性能抱有不切实际的预期。不幸的是没有方法可以纠正，因此在系统安装前与客户进行良好沟通，使他们了解系统的能力，这一点很重要。当系统设计人员出现错误和系统损耗计算不恰当时，系统输出会被过高估计（见第9章），也会出现这类问题。这类计算往往应当比较保守，并且应当向客户清楚地解释使系统性能下降的原因。

糟糕的系统设计也是光伏系统故障的一个重要原因。通常当光伏阵列没有按照所用逆变器进行正确的容量配置（见第9章）时可能出现这个问题，因此光伏阵列的输出电压或电流常常在其输入范围之外，从而迫使逆变器关机或断开电网连接。在这些情况下，必须纠正系统设计的错误，这可能涉及采购替换元件和安装团队服务。如果电压处在逆变器电压范围以下，则可能是由于高温导致电压降低，并且低于预期值（见第4章）。如果阵列散热不好，则要更改支架结构（见第6章），允许光伏组件背后的对流冷却，从而纠正这个问题。这将降低组件工作温度，减小在高温条件下的电压降低量。另一个方案是在每个组件串中增加串联的光伏组件数量，如果这么做，必须认真地确认在极冷天气里系统电压不会超过逆变器最大输入电压（见第9章）。如果由于过电压导致故障，则为了降低整体系统电压，可能需要从组件串中去除一些组件。过电压是损坏逆变器的一个严重故障。逆变器生产厂

商将给他们的逆变器规定电压工作范围，某些逆变器数据表还会显示一个“最大直流电压”参数，它要高于最大工作电压。必须提前确认逆变器和光伏阵列规范，从而避免这个问题。

电网不稳定也可能导致系统故障。这类问题一般仅持续一小段时间，在没有电网公司帮助下很难识别出来。电网电压和/或频率波动可能意味着电网工作在逆变器交流电压和/或频率范围之外，因此逆变器会关闭自己。大部分城市电网相当稳定，但是居住在远距离输配电线路末端的农村地区的人们可能经历的电网故障更频繁。在这种情况下应联系管理当地电网的电力公司。

第13章　并网光伏系统的市场化与经济性

太阳辐射能是免费的，但是为了享用这一免费能源，建立光伏系统却是很昂贵的。反之，来自化石燃料的能源不免费（即需要持续购买燃料），但是使用这些能源的系统已经建设比较完善，因此在当前时间节点上，继续使用化石燃料要比为可再生发电集成并网而建设新设施更加便宜。

尽管如此，人们出于许多原因仍然继续投资建设并网可再生能源，其中之一是经济性。本章讨论光伏系统的经济性，并展示了如何计算回收期（即系统收回成本的年数）。与其他新兴技术类似，光伏技术的起飞需要支持。随着光伏系统工程的发展，光伏产业也在学习和形成一种可驱动价格下降的竞争性、创新性市场。当前对光伏技术有效的支持通常是来自政府和公共事业机构的金融激励措施。这些激励缩短了回收期，并且使得光伏系统成为一种有利可图的、安全的投资对象。本章将讨论常见的金融激励政策类型，而且涉及光伏系统的营销，包括光伏系统的特有优势、光伏推广应用的常见障碍以及克服方法。

光伏产业最终瞄准的是平价上网。当光伏系统的发电成本等于电网向终端用户的供电成本时，就出现了平价上网。平价上网极大地依赖地方因素，例如光伏系统及其安装成本、当地太阳辐射和当地电价，因此将在不同国家出现在不同时间。然而，预计下一个十年在许多发达国家将出现平价上网。

由于对安装一套系统，许多人的第一优先级是经济利益，因此设计人员要熟知当地光伏系统的激励政策并且能够给用户精确地评估系统回收期，这一点就非常重

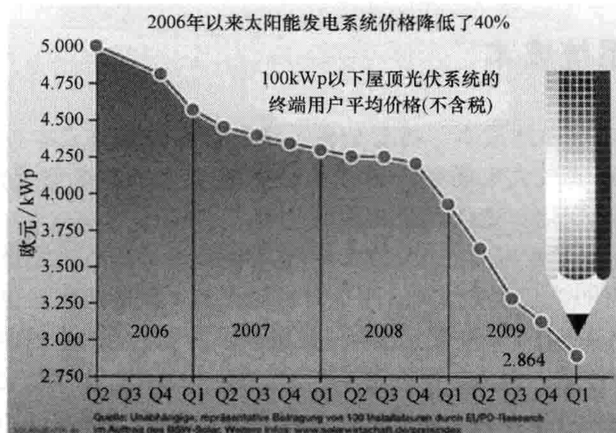


图13-1　光伏系统价格下降非常迅速，使其成为很有吸引力的一种投资。小型光伏系统的成本在过去4年内下降了40%（来源：www.solarwirtschaft.de）

要。第 15 章给出了一张场址列表，其中包含在主要英语国家里给光伏提供的金融激励政策。

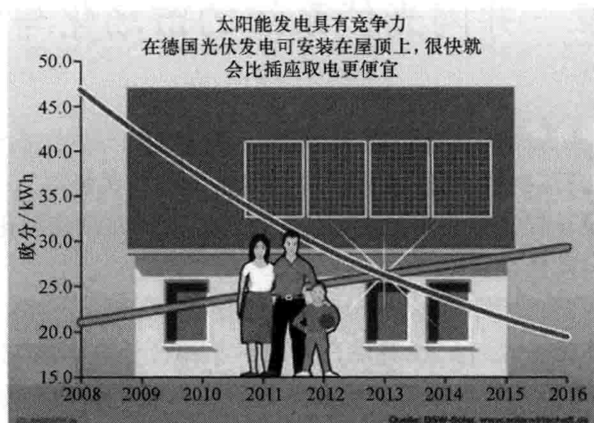


图 13-2 在德国，预计 5 年内光伏将实现平价上网。促成因素包括地方系统安装产业的实力和竞争力、相对较高的电价（来源：www. solarwirtschaft. de）

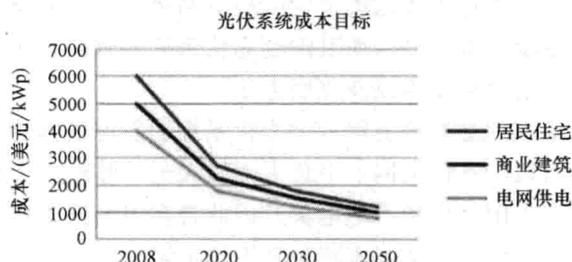


图 13-3 全球每千瓦光伏系统的平均投资成本及其未来 40 年的预期下降（来源：国际能源署（IEA））

13.1 光伏系统成本

为估计光伏系统整体成本，需要分析系统各部件的相关成本。系统成本随着地区和当地光伏市场（较大市场有许多不同公司参与，高度竞争会使其提供较低的价格）会出现明显变化。光伏系统相关的主要成本如下：

- 投资成本：最早出现的光伏组件和系统平衡部件等所有系统设备购置费用占据了系统总成本的约 80%。目前光伏组件是最贵的设备，但是逆变器也价值不菲；电网交互型逆变器价格在 500 ~ 2000 美元/kW。常用于居民住宅的较小的逆变器也是整个系列中比较昂贵的逆变器，因为这种逆变器更小。在一些地区，电力公司被迫给光伏系统用户免费提供净电能计量方式（如美国大多数州的情况），则新安装电表不需要费用；但是在没有类似政策的地区（如澳大利亚），通常需要为系统购置新电表。系统成本剩余的 20% 用于实际安装工程（不包括将要进行的少量维护成本）。

• 维护成本：维护成本约为系统成本的 1%。应每隔 6 ~ 12 个月进行一次维护；如果组件和逆变器安装正确，则维护成本将会很低。光伏阵列应持续使用至少 20 年，并且大部分组件质保期达 20 ~ 25 年，因此如果提前失效，通常可以免费更换或修复组件。逆变器可能需要在其生命周期内进行修理，逆变器一般带有 5 ~ 10 年的质保，并且可选择质保再延长 5 ~ 10 年。

• 更换成本：光伏组件预计可持续使用至少 25 年，并且大多数系统元件预计可持续使用至少 20 年。一些系统元件可能不像光伏组件那么持久耐用，将需要更换。逆变器的质保通常持续 5 ~ 10 年，但是在这段时间内出现失效时，大部分情况可以被修复。一台安装正确、容量合理的逆变器出现最终失效是不常见的，但是有这种可能。设计人员应当向生产厂商询问系统安装的逆变器的预期寿命周期。如果少于系统预期寿命，则应当把更换费用计算在成本之内。其他可能需要更换的元件有监控设备、旁路二极管、电缆、插头/插座等。防止化学元素和野生动物侵害的保护将延长这些设备的寿命，因此可以减少这类成本。

13.1.1　确定光伏系统的价值

确定光伏系统的价值是一个重要的过程，这使系统之间可进行比较。对于光伏系统资金成本的评估，首选方法是以美元/W 为单位，这样只需要系统的前期成本。下面的公式用于计算成本（美元/W）：

$$\text{美元/W}=\frac{\text{光伏系统前期成本(美元)}}{\text{光伏系统额定峰功率(W)}}$$

该方法仅用于前期成本。目前，这在欧洲是一种系统和设备成本对比的标准方法，并且在世界其他地区使用越来越普遍。

13.1.2　静态投资回收期和财政补贴

光伏系统是一种投资，通常需要计算回收时间，即系统收回自身成本的年数。本节重点探讨如何计算回收期，以及可缩短回收时间的财政补贴政策。

13.1.2.1　静态投资回收期

检验并网光伏系统经济性的最简单办法是静态投资回收期。人们通常对安装工程的回收期很感兴趣。这可用下面公式进行计算：

$$\text{时间(年)}=\frac{\text{投资成本(美元)}}{\text{节省的购电电费(美元)}}$$

案例：

1kWp 并网光伏系统每年输出电能约 1200kWh。目前系统成本是 6000.00 美元。居民用电的平均成本是 0.15 美元/kWh，因此每年节省电费将是 180 美元（1200 × 0.15）。静态投资成本回收时间是 $T=6000$ 美元/180 美元 = 33 年。

13.1.2.2　上网电价

上网电价（Feed-in Tariff，FiT）是对于光伏所发电力送入电网的一种资金奖励。它等于零售电价或大于零售电价（称为增强型 FiT）。FiT 经费通常来自所有电

费账单中的附加费。小型光伏系统一般在具有 FiT 的地方取得巨大成功，例如德国；然而，为鼓励光伏产业的可持续增长，FiT 的稳定支持非常重要。最近在西班牙和澳大利亚，政府实施 FiT，但一年后取消该政策。FiT 有两种不同方式：

• 总电能 FiT：光伏发出的全部电力均受到 FiT 补贴，不管是否在用户住宅使用。

• 净电能 FiT：只有输出到电网的光伏电力接受 FiT。某些净电能 FiT 是基于使用时间的 FiT，即用户白天离开住宅，此时光伏系统发出电力，则用户受到 FiT 补贴（即使用户晚上使用的电能比白天所发电能还多）。另一些净电能 FiT 则按照所发电能总额减去用电电能总额进行补贴，即什么时间用电是无关紧要的。

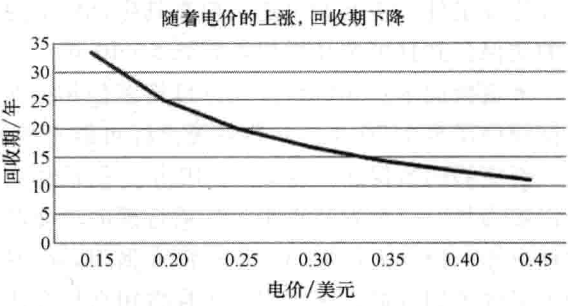


图 13-4 即使光伏系统价格不下降，随着电网电价不可避免的升高，回收时间将会缩短

专栏 13.1 受 FiT 补贴情况下的光伏系统回收期计算

案例：

下表包含英国总上网电价计量(称为清洁能源现金回馈计划)的详细内容。

2011 年 7 月在英国一座新建筑上安装了一套 3kWp 光伏系统，其回收期计算如下：(预计系统每年输出电能 2700kWh/年，零售电价是 0.13 英镑/kWh)

系统购置价格：15000 英镑

每年节省电费：2700kWh/年 ×0.13 英镑/kWh = 351 英镑

FiT 收入：2700kWh/年 ×0.36 英镑/kWh = 972 英镑

回收时间 = 15000 英镑/(351 + 972)英镑 = 11.3 年

在经过 11 年后，业主将开始从这套系统上赚钱，并且在接下来的 14 年里可得到保证(因为 FiT 的补贴周期是 25 年)。

装机容量	不同时期新建系统的上网电价水平/(英镑/kWh)			上网电价时限
	第一年，2010 年 4 月 1 日至 2011 年 3 月 31 日	第二年，2011 年 4 月 1 日至 2012 年 3 月 31 日	第三年，2012 年 4 月 1 日至 2013 年 3 月 31 日	
<4kW(新建筑)	0.36	0.36	0.33	25
<4kW(改造建筑)	0.41	0.41	0.38	25
4～10kW	0.36	0.36	0.33	25
10～100kW	0.31	0.31	0.29	25
100kW～5MW	0.29	0.29	0.27	25

专栏 13.2　FiT 的重要特性

- 额度：某些 FiT 政策给光伏发电一个固定电价，如上面所示的英国 FiT；但是，另一些 FiT 可随着零售电价的变化而变化，因此通常在零售电价基础上增加一个固定的奖金。
- 周期：FiT 通常要保证支持固定年数。在投资一个光伏系统之前，应检查光伏系统在该时期内能否实际收回其成本。周期可能短至 7 年，也可能长达 25 年。
- 条件：接受 FiT 时还可能附加一定条件，例如发电机可能需要付出可再生能源证书（本章后续介绍），来换取电网购买其电力。
- 计划结束期：FiT 使光伏系统具有很高利润。但是，由于这也是一个耗资巨大的计划，在补贴一段时间之后或在该计划中光伏装机容量达到一定数量时，大多数 FiT 按惯例要受到权威机构的审查。在购置一套系统之前，确定计划仍然有效是很重要的事情。

13.1.2.3　资金抵减

资金抵减是一种财政激励政策，其意图是减少光伏系统的前期成本，并且通常是一次性支付。这类激励政策往往对住宅或城镇建筑屋顶上的小型光伏系统有效。资金抵减能够明显缩短系统回收时间，但是一般只会持续很短时间，因此在系统安装之前，确认资金抵减政策是否有效，这一点非常重要。这类信息应可以从电力公司或者地方政府、州政府、联邦政府得到。

资金抵减政策一般奖励装机容量，按照安装价格（美元/W）进行计算。田纳西州太阳能研究所太阳能工程补助计划是一个典型案例，适用于光伏系统的资金抵减价格表如下。该计划的预算有 900 万美元，当资金用尽时停止该计划，还限定了最大补贴额度是 24.5 万美元。

专栏 13.3　受资金抵减情况下的光伏系统回收期计算

案例：

使用上一个案例系统，对位于田纳西州、受资金抵减计划资助的一套光伏系统计算回收期：

系统容量为 1kWp，因此资金抵减额度应当是 1000W × 2.00 美元/W = 2000 美元。

从系统投资成本（6000 美元）中减去这部分补贴，净投资是 4000 美元。

该数值除以因减少用电而节省的费用，在第一个案例中是 180 美元/年：

回收期：4000 美元 ÷ 180 美元/年 = 22 年

通过资金抵减，系统回收时间从33年减少到22年。然而，这比享受FiT政策的系统回收期还是明显长得多。

装机容量	资金抵减
1～30kW	2.00美元/W
30～60kW	1.50美元/W
60～200kW	1.00美元/W

专栏13.4　资金抵减政策的重要特性

当打算申请资金抵减时，了解以下几条关键信息非常重要：

● 计划结束日期：所有资金抵减计划最终都会结束。计划结束时间可能是一个特别预定的日期、当达到某一装机容量目标时或者当计划的预算用完时。因此，知道这些信息，并且确保在计划结束前申请到资金抵减，这很重要。

● 规模约束：确保系统在资金抵减计划限定的规模范围之内。对于较大系统，许多资金抵减计划的补贴资金也较低。

● 条件：可能还要求其他条件，例如系统安装需要由胜任资金抵减计划的、有资质的电气工程师来完成。

13.1.2.4　税收激励

在一些地区（特别是美国）还有税收激励政策，这包括税收信用证和免税，可基于投资成本（系统和/或安装成本）或基于系统发电量进行奖励。税收激励可能与许多不同税种相关，包括资产税、销售或货物及服务税（GST）、个人所得税、进口税和企业所得税。税收激励可能是一个预设额度、总成本的百分数或者每输出单位电能的额度。

13.1.3　贷款

对于购置光伏系统，不少机构提供无息或低息贷款，这类贷款有时候称为绿色贷款。光伏系统的主要成本在前期购置成本，设置贷款计划是为了使那些缺乏资金的人们也可以成为光伏系统业主。这类贷款一般由银行、公共事业机构以及政府提供。世界大部分地区均使用贷款，包括在发展中国家。

13.1.4　可再生能源配额制和可再生能源证书

可再生能源配额制（RPS）政策是一种常见的政府政策，其意图是增加可再生能源的投资，特别是大型系统。在可再生能源配额制政策里，政府设定一个可再生能源发电目标，形式一般是可再生能源所发电量在特定日期达到特定百分比，例如

加利福尼亚州的 RPS 目标是到 2020 年可再生能源发电占比 33%。在大多数 RPS 政策里，要求大型发电企业遵守并证明其达到指标，因此他们必须出具可再生能源证书（REC），典型情况下，1 个可再生能源证书代表从可再生能源发出了 1MWh 电能。可再生能源证书是在美国实施 RPS 政策的联邦州里使用最普遍的一个证书；在英国使用可再生能源义务证书（ROC）；在澳大利亚授权使用大规模发电证书（LGC）和小规模技术证书（STC），证书类型取决于可再生能源系统的规模，并且 RPS 政策按 LGC 和 STC 分别对待。这要求公共事业机构提供足够数量的 REC，能够覆盖当年所需要的可再生能源发电量。在美国一些州的 RPS 政策里，REC 可在开放式市场上交易，称为流通性可再生能源证书（TREC），公共事业机构对 TREC 数量可能有一个约束。澳大利亚等国家的其他政策没有这类差别，所有 LGC 和 STC 均可在开放市场上交易。一些政策还允许留存一部分 REC 以备后续使用。光伏系统将产生 REC，如果业主不受 RPS 政策要求提供 REC 的限制，则他们可以向公共事业机构卖出 REC。有时候，这被称为太阳能可再生能源证书（SREC）。小型光伏系统每年只能产生十几个 REC，但是对于大规模集中型光伏系统，销售 REC 是确保系统获利的一个非常重要的部分。REC 价格在开放市场上会出现波动，REC 价格越高，则投资的经济性就越好。

专栏 13.5 可再生能源配额制(RPS)政策的重要特性

- 目标:RPS 政策适用非常广泛,但是目标差别很大,如表 13-1 所示。
- 留存:在一些政策里,剩余的 REC 可以留存,即在 2008 年产生的 REC,可以在 2010 年以前使用。政策差别很大,允许留存 REC,但可能限制特定年数或者不做限制,并且在某些政策里,REC 赤字甚至可以向后延续,在接下来的几年里还清。
- “捆绑式”和“拆分式”REC:捆绑式 REC 和电力一起销售,即系统业主同时给电力公司卖出系统所发电力和所产生的 REC。拆分式 REC 则可以单独售卖,即一家公共事业机构有盈余的 REC,可以卖一部分给其他公共事业机构,有时候这也称为流通性可再生能源证书(TREC)。有些 RPS 政策对交付的 TREC 数量有限制。
- 价格:在许多 RPS 政策里,REC 价格留给市场决定。然而,有些政策引入了上限和下限,为投资者提供某种确定性的保证。
- 处罚:对于不遵守 RPS 政策的处罚一般基于单位发电量,对于公共事业机构每年的处罚总额通常也有限制。
- 技术组合:有些 RPS 政策对技术组合分别对待,鼓励发展不同技术,例如日本目标是在 2020 年安装 14GW 光伏系统。技术组合不同寻常,因此风能、水能在 RPS 政策中趋于主导地位,因为它们是最便宜的可再生能源技术。

表 13-1 按地点的可再生能源目标

地点	目标	地点	目标
澳大利亚	2020 年 20%	美国加利福尼亚	2020 年 33%
中国	2020 年 15%	美国康涅狄格	2020 年 27%
德国	2020 年 18%	西班牙	2020 年 20%
瑞典	2020 年 49%	日本东京	2020 年 20%
英国	2020 年 15%	美国华盛顿	2020 年 15%

13.2 市场化

光伏安装人员可能需要“卖掉”光伏系统。通常情况下，安装人员只在决定安装系统之后进入项目，但是有时候安装人员需要证明光伏系统利益相关的潜在用户有哪些。这时光伏系统的经济性以及环境效益方面的知识就很有用。

并网光伏是最大的、增长最快的光伏应用。这种快速增长主要是由于财政激励政策，本章已经进行了讨论。财政激励政策是光伏系统市场化的一个关键点。公众通常不了解这些激励政策使他们获利的程度和限制，向潜在客户解释这些激励政策是安装人员的权利。绝大部分系统将从 FiT 中获利，安装人员应对当地相关法规相当熟悉，这可是无价的。保持对法规变化及时更新也很重要。

光伏系统所释放的绿色印象也是一个重要卖点，这意味着客户可能希望光伏系统处在一个可视性很好的位置，即使牺牲系统性能。他们还可能选择外观更漂亮的组件，而不是高效率组件。安装人员需要使客户绝对清晰地知道这些决定有什么相关影响。

在众多发电技术中，光伏发电具有许多独特优点，对如今光伏发电的流行做出了贡献：

- 光伏系统的高可靠性和低维护量。不包括旋转部件，并且光伏组件十分结实，通常具有 20~25 年的质保。
- 光伏系统对环境有好处。一些人可能认为光伏系统在其生命周期里所发电能不够其制造所需电能，这是不准确的。能量回收期在 2~7 年，取决于系统元件、设计、安装和地理位置。另外，这种能源是清洁的、可再生的，进而可减少温室气体排放。光伏组件也是可循环利用的。
- 并网光伏系统的安装简单、快速。光伏的模块化特性也使其非常易于安装，安装规模可大可小并且不用改变主要产品，在工程生命周期里，通常可增加或去掉组件。
- 光伏代表一种良好的投资：光伏系统可提高所安装建筑物的价值，FiT 等许

多财政激励政策是法定持续一段时间。

• 光伏可作为可持续性和温室气体减排的公众示范。这可能是公司营销所需要的，因为光伏绿色特性是进行宣传的一种简单的、高度可视化的途径，并且减少了公司的碳足迹。

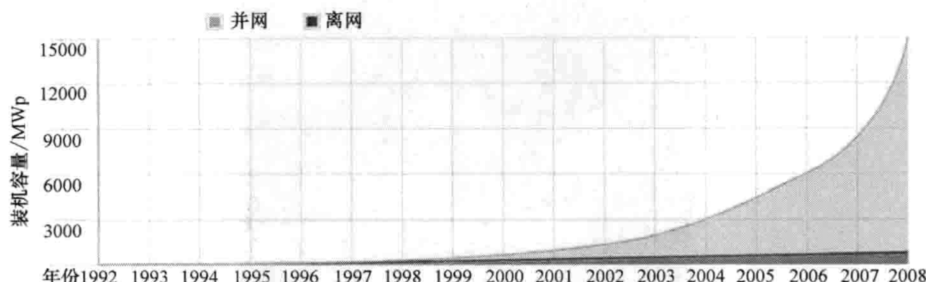


图 13-5 图中显示了截至 2008 年的全球光伏累积装机容量。并网光伏系统在最近几年里迅猛增加，而离网光伏系统仍然比较稳定（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

尽管有这些正面特性，光伏技术还是有一些强大的障碍，这包括：

• 高额资金成本：系统的高额资金成本是对投资者的主要威慑，或者给一些人留下了光伏系统高不可攀的印象。资金抵减和绿色贷款计划的重点就在于此。

• 大众知识和宣传的缺乏：光伏发电还笼罩着许多神秘色彩，例如过于昂贵甚至不会考虑放在屋顶上、系统发出电能低于其制造所耗电能。光伏产业需要积极开展教育，驱除这些神秘色彩。

• 缺乏产业：并网光伏系统产业在全世界大部分地区还处在培育期。只有有限数量的公司提供培训和安装，标准和法规还在开发制定之中。

• 缺乏规划：如前所述，光伏组件接收的太阳辐射量受朝向影响很大，但是安装工程通常又受屋顶朝向制约。当许多城镇规划和建设时，屋顶朝向并没有考虑未来光伏系统安装。

• 基于主力电源的电网调度：大部分电力市场还不适应分布式发电，即小型光伏系统。一些人们寻求安装小型屋顶光伏系统，也被要求像大型燃煤发电站并网一样完成书面工作。随着时间推移，电力公司正在适应处理分布式发电，并简化互联程序。

• 集成完善的化石燃料：具有良好化石燃料供给、建设完善的系统是光伏系统的一个关键障碍。尽管光伏发电有无数优点，化石燃料仍然是成本效益更好的一种方案。一些政策给化石燃料的环境破坏作用提出了代价，例如排放交易政策和碳税，这推高了化石燃料发电价格，使光伏及其他可再生能源更有竞争力。

13.3 保险

如同大多数投资，光伏阵列应当保险。由于光伏阵列暴露在室外，对雷击、冰

雹、大风和人为破坏是很脆弱的。经过良好设计的系统可解决前三个问题，但是不幸的是无法保证不发生第四种情况。当确定光伏阵列运行成本时，需要考虑保险成本。地方光伏产业协会应能给出保险方案的建议。



图 13-6　对于固定不好的光伏阵列，大风可带来严重损坏（来源：Terry Cady）

第14章 案例研究

14.1 案例A

参考：可再生能源学院（RENAC）

地点：德国柏林，北纬53°

年均太阳辐射量：正南向、30°倾角的平面上为1100kWh/m^2/年，水平面上年均太阳辐射量约为950kWh/m^2/年

白天组件平均温度范围：-10~70℃

14.1.1 系统

三个1kWp光伏阵列，每个阵列使用不同类型组件。RENAC是一个培训中心，由于他们希望进行三种不同技术的示范和性能监测，因此安装了三种不同类型阵列。各阵列连接到单独的逆变器（SMA Sunny Boy 1100）。使用SMA设计软件进行了阵列和逆变器的匹配。系统监测在光伏阵列下方相隔几层的办公室。2010年完成系统安装。

光伏阵列1

额定功率980Wp，由7×140Wp Sunset TWIN薄膜组件串联组成。阵列预计年输出电能850kWh。

光伏阵列2

额定功率1200Wp，由6×200Wp Solon Blue多晶硅组件串联组成。阵列预计年输出电能1000kWh。



图14-1 使用3台逆变器，每个阵列各一台（来源：Alberto Gallego）

光伏阵列 3

额定功率 1150Wp，由 5 串组件并联，每串由 2×115Wp Inventux 硅薄膜组件串联组成。该阵列还会受到屋顶结构的部分遮挡，特别是在冬天，当天空中太阳位置比较低的时候，而屋顶结构是不能移除的。薄膜组件对遮挡的敏感性较弱，这也是为什么在屋顶这一区域选择使用薄膜组件而不是晶体硅组件的原因。年输出电能 1000kWh/年，尽管部分遮挡将减少一定程度的发电量。



图 14-2 位于建筑物基础里的一个特殊的三相输出电表



图 14-3 光伏阵列 1（来源：Frank Jackson）

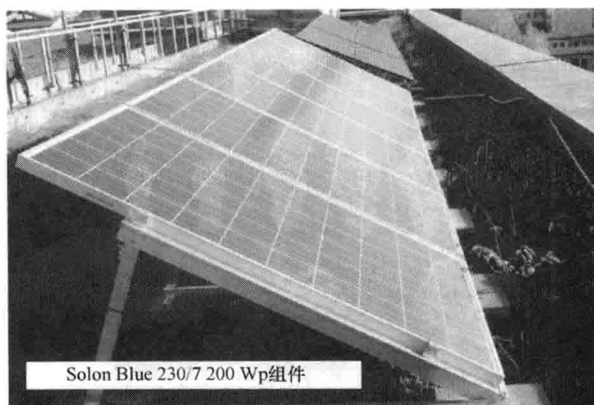


图 14-4　光伏阵列 2（来源：Frank Jackson）



图 14-5　光伏阵列 3（来源：Frank Jackson）

支架结构

所有阵列按倾角 30°安装，在平屋顶上使用托架安装。这种结构通过混凝土块固定在屋顶上（该技术也称为压载式托架安装）。



图 14-6　混凝土块用作压载，增加系统向下的压力，确保系统不受风的影响——屋顶表面不需要穿孔（来源：Frank Jackson）

14.1.2 经济性

安装成本是10000欧元（不含税）。按照德国可再生能源上网电价法，RENAC支付每度电0.39欧元。

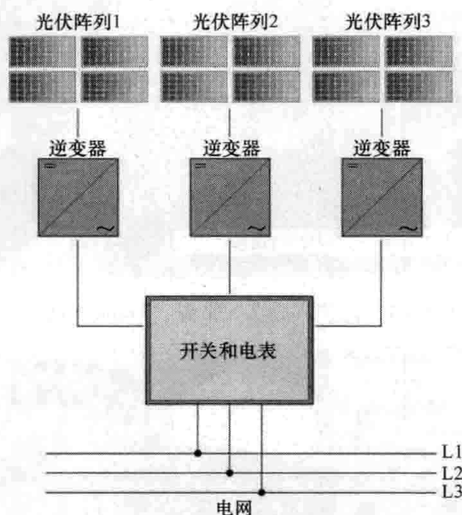


图14-7 RENAC系统框图

14.2 案例B

参考：居民住宅资产

地点：英国赫特福德郡韦林城，北纬52°

年均太阳辐射量：水平面上约为970kWh/m²/年

白天组件平均温度范围：0~50℃

14.2.1 系统

一个3.08kWp阵列连接到一台6kW逆变器，超额配置逆变器是为了将来扩大光伏阵列。系统规模设置是为了满足住宅的用电需求，预计光伏系统的输出电能将满足年用电量需求。2010年2月20日系统交付使用，到2011年1月20日发电3113kWh，在配电箱处计量到2897kWh。

光伏阵列

阵列由14块Sharp ND220多晶硅组件组成，组件效率为13.4%。阵列输出全年变化明显：在2010年6月的第3周，系统平均每天输出17.2kWh；但是在2010年12月的第3周，光伏组件在一周的若干天里被雪覆盖，每天只能输出1.34kWh。

支架结构

采用对峙安装方式，允许阵列背后通风。屋顶朝南，因此阵列可按屋顶倾角和



图 14-8 逆变器由 Fronius 公司制造，放在室内的楼梯间下方，在配电箱的 1m 范围内（来源：Tony J. Almond，英国韦林城 Planet Energy Solution 公司）



图 14-9 为了满足住宅能源需求，安装了 14 块光伏组件和 3 个太阳能热收集器（来源：Tony J. Almond，英国韦林城 Planet Energy Solution 公司）

朝向安装。

14.2.2 经济性

到 2010 年 4 月，在英国政府的清洁能源资金反馈政策（一种总电能上网电价）资助下，系统业主收到补贴 0.41 英镑/kWh。通过这种政策（包括上网电价和节省电费）得到的收入预计可达到 1674 英镑/年，并且减少 CO_2 排放 1643kg/年。从 2011 年 6 月开始，英国政府出台可再生能源热利用激励政策（RHI），该政策类似于 FiT，将对太阳能热利用系统所产生的零碳热能补贴 0.18 英镑/kWh，到 2011 年 1 月 20 日已经供热 1774kWh。享受 FiT 和 RHI 激励政策，意味着两套系统的资金回收期将少于 10 年。

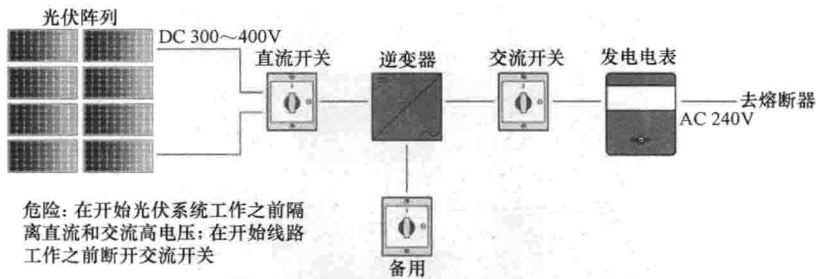


图 14-10 光伏系统的线路图，由 Solar UK 公司为 Planet Energy Solutions 公司安装，www. planetenergy. co. uk（来源：Tony J. Almond，英国韦林城 Planet Energy Solutions 公司）

14.3 案例 C

参考：商业屋顶系统

地点：加利福尼亚州圣地亚哥市，北纬 32°

年均太阳辐射量：水平面上约为 $1400kWh/m^2$/年

白天组件平均温度范围：0～60℃



图 14-11 对于这个安装现场而言，最大的设计挑战是有限的可用屋顶空间。为克服这一点，设计人员在倾斜屋顶上安装了朝南的组件，另外在水平屋顶上光伏组件向南倾斜安装（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

14.3.1 系统

57.12kWp 系统由 272 块光伏组件和 9 台逆变器组成。系统设计人员选择使用多台小型逆变器，而不是一台商业化规模的逆变器，主要是为了减小因逆变器潜在故障导致系统关闭时的影响。

光伏阵列

使用了 272 块 Kyocera 210W 高效率多晶硅组件。这些组件具有 +5%/-0% 的厂商容限（见第 9 章），保证组件的高效率。

支架结构

在这个系统中使用了两种不同支架结构。倾斜屋面上光伏组件采用对峙安装方

式，在组件和屋面之间的空隙允许通风散热，这对于加利福尼亚州类似的炎热气候非常重要。

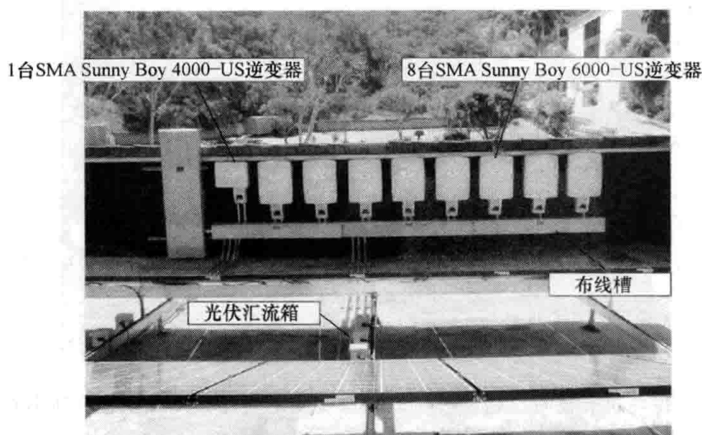


图 14-12 SMA 逆变器竖直安装在建筑物围墙南段上，避免受到阳光直射。这些 SMA 逆变器有一个集成的直流开关（也称为外电网分断开关），位于逆变器主体的正下方，这在美国的光伏系统中普遍使用（见第 5 章）（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

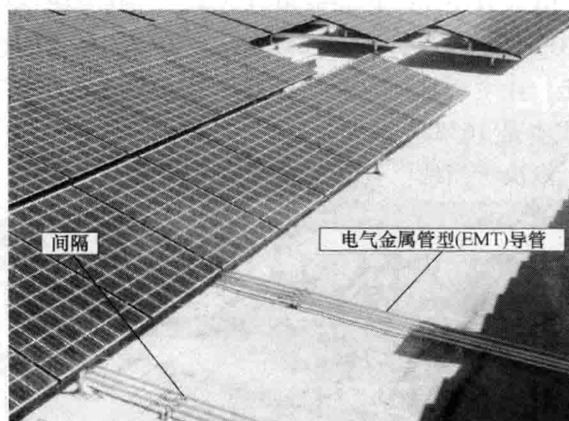


图 14-13 按照国家电气规范（NEC）的导则，直流导线放置在金属导管内。2008 年 NEC 解释，在阳光照射下并与屋顶直接接触的导管将经受比环境温度高出 33℃（60 ℉）的内部温度，然而安装在屋面上方 0.5 ~ 3.5in 之间的导管（如本系统）将经受比环境温度高出 22℃（40 ℉）的内部温度。出于这一原因，安装人员把导管安装在屋面以上几英寸（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

支架安装方式用于水平屋顶的组件。这是一种碾压式泡沫喷洒沥青屋面。为了形成支架系统的良好密封、防水的屋顶穿孔，安装人员在填补屋顶之前先在对峙安装支架周围用铝焊接。主要的支架系统围绕 ProSolar XD 商用导轨进行设计。这种



图 14-14 在导轨安装时，相邻导轨之间留有固定间隔，允许金属导轨散热，而不损坏支架结构（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

高强度导轨能够为支点相距 8ft 宽的情况提供支撑，使其成为大型系统的理想选择。

14.3.2 经济性

系统总成本是 30.5 万美元。在完成项目之前，光伏系统享受到加利福尼亚州太阳能先导计划（CSI）的支持，资金抵减 70968 美元。在资金抵减之后，系统净成本是 234032 美元，业主收到联邦税收额度，额度是系统净成本的 30%（70210 美元）。最终系统成本是 163822 美元，这大约是初始系统成本的 54%。系统回收期估计在 5 ~ 7 年，取决于当地电费上升有多快。

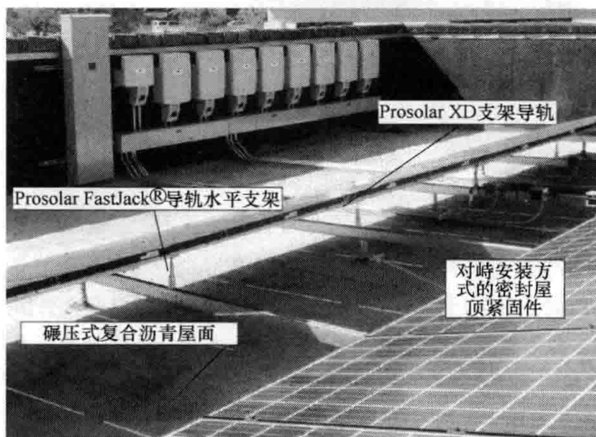


图 14-15 Prosolar XD 支架导轨用于支撑组件，而用于高度支撑的 ProSolar FastJack® 导轨是可调节的。为修正光伏阵列倾角、保证所有导轨在同一平面上，支架高度是可变的（来源：Global Sustainable Energy Solutions）

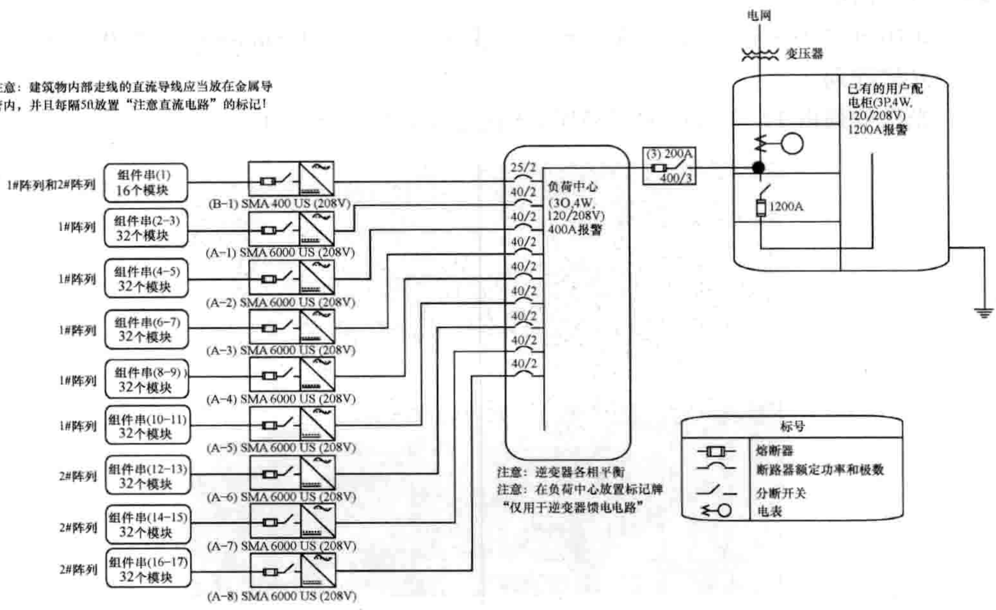


图 14-16　光伏系统的电气原理图

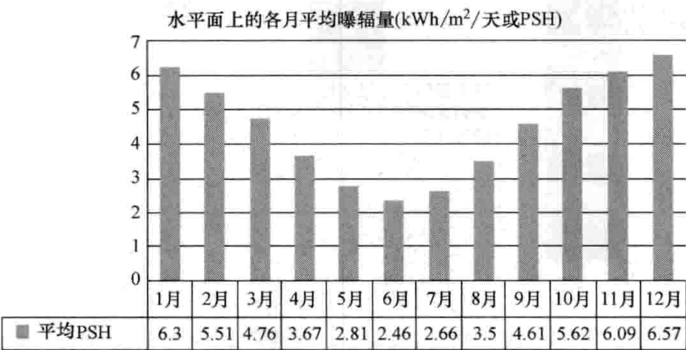
14.4　案例 D

参考：居民住宅屋顶系统

地点：澳大利亚新南威尔士州欣钦布鲁克市，北纬 -34°或南纬 34°

年均太阳辐射量：水平面上年均太阳辐射量约为 1650kWh/m²/年

白天组件平均温度范围：0～70℃



	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
■ 平均PSH	6.3	5.51	4.76	3.67	2.81	2.46	2.66	3.5	4.61	5.62	6.09	6.57

图 14-17　新南威尔士州欣钦布鲁克市的逐月平均太阳辐射量，单位为太阳峰时数（PSH）或 kWh/ m²/天（来源：NASA）

14.4.1 系统

2010 年 2 月安装了 2.22kWp 系统。系统使用了 SMA Sunny Boy 2500 逆变器。

光伏阵列

光伏阵列由 12 块 Suntech 185Wp 光伏组件串联形成一串。

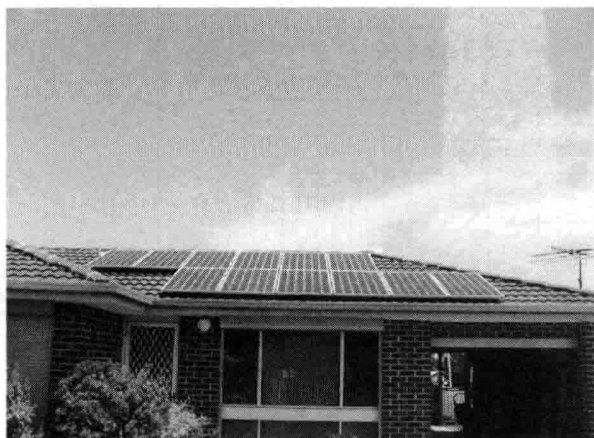


图 14-18 光伏阵列的安装服从屋顶轮廓，更具美观性，并且允许组件背后通过冷却气流（来源：Green Solar 集团公司）

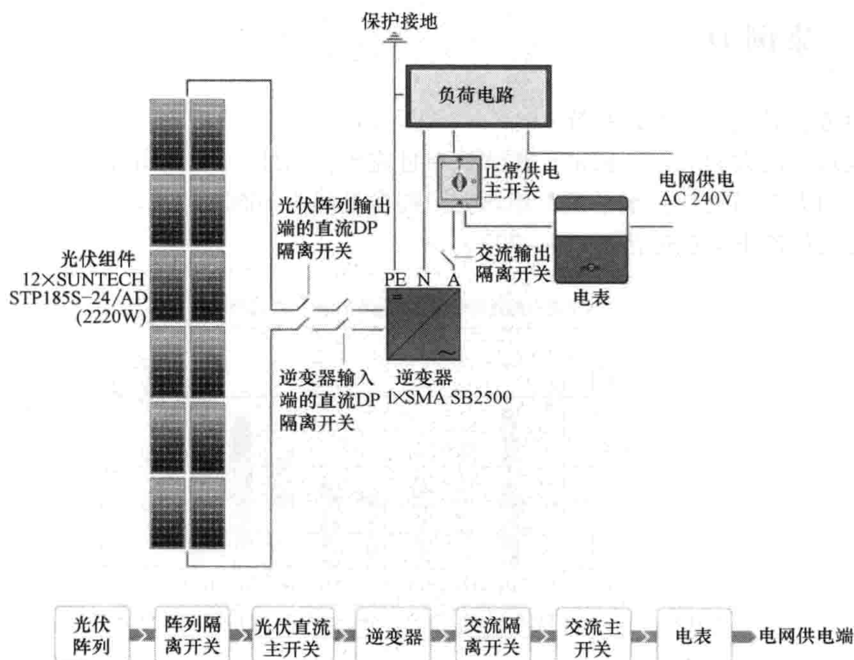


图 14-19 由 Green Solar Group 公司安装的系统结构图

支架结构

光伏组件按照屋顶倾角和朝向，使用对峙方式安装。

14.4.2 经济性

系统投资成本是 19680 澳元，在这基础上业主收到安装人员 960 澳元的折扣。在澳大利亚政府太阳能信用政策支持下，业主收到 5100 澳元，因此系统净成本是 13620 澳元。该系统还是新南威尔士州政府总电能上网电价政策的合格系统，将收到 0.60 澳元/kWh（上网电价的详细信息参见第 13 章）。

14.5 案例 E

参考：居民住宅屋顶系统

地点：加利福尼亚州雷蒙娜，北纬 32°

年均太阳辐射量：水平面上年均太阳辐射量为 5.8PSH/天，约为 1400kWh/m^2/年

白天组件平均温度范围：0～60℃

14.5.1 系统

这个 7.65kWp 的系统由 34 块光伏组件和 34 个 Enphase Energy M-190 微型逆变器组成。系统设计方案是在方位角 116°的东向屋顶上安装 8 块组件，在方位角 210°的西向屋顶上安装 8 块组件，在方位角 164°的南向屋顶上安装 18 块组件。选



图 14-20 对使用集中型逆变器的典型光伏系统来说，这种平整的倾斜屋顶带来了一些常见的设计挑战；有几种不同屋顶朝向适合阳光照射（南向、西向和东向）。另外，每个屋面上没有足够的有效空间来安装整串组件，意味着同一组件串里的光伏组件必须按不同朝向安装。朝向不同的组件将接收到不同数量的太阳辐射（见第 7 章和第 9 章），因此功率输出也不同。如第 4 章所述，不希望把输出功率差异很大的光伏组件串联起来，系统总输出功率将受到影响（来源：BMC Solar 公司）

择微型逆变器，是因为使用集中型逆变器的光伏系统要求一串组件要至少有 11 块相同朝向的组件，而仅仅是因为屋顶空间不够。使用微型逆变器，允许系统设计者在各个屋面上放置任意数量的光伏组件。在这个安装现场，朝南的屋顶也会受到某种遮挡。如果系统设计人员选择了集中型逆变器，将不得不在各个屋面上安装特定最小数量的光伏组件。如果合适的屋顶空间有限，使用 Enphase 微型逆变器，则可以在最少遮挡的屋面上安装光伏组件。

光伏阵列

使用 34 块高效率背接触单晶硅 SunPower 225Wp 组件。这些组件的效率是



图 14-21 为克服这类住宅屋顶出现的挑战，系统设计人员决定放弃传统的集中型逆变器系统架构，在每块光伏组件上安装微型逆变器。微型逆变器集成在导轨上光伏组件的正下方，把光伏组件的直流电流转换成交流电流。单台微型逆变器有自己的 MPP 跟踪系统，因此每块光伏组件的性能完全独立于其他组件。交流输出侧并联，然后直接送入住宅的主配电箱（来源：BMC Solar 公司）



图 14-22 根据国家电气规范（NEC），光伏阵列的所有金属部分可能成为活动电流的潜在载体，因此要求使用裸露铜线或绿色电缆接地。这包括光伏组件边框、支架系统、导管以及上图所示的单台微型逆变器（来源：BMC Solar 公司）

18.1%，并且厂商容限是 +5%/-3%（见第9章）。

支架结构

本安装工程使用的支架系统是 Unirac 公司的 SunFrame 支架。SunFrame 是一种高度低、共享导轨的支架系统，在组件框架的一周均夹持着组件。在 SunFrame 导轨之间支撑组件，而不是安装在导轨上。组件滑入 SunFrame 通道，并且被 SunFrame 支架系统的上部金属带紧紧夹住。



图 14-23　支架系统在美观性和性能方面实现了很好的平衡。略微高出屋面，从而允许通风散热，但是仍然保持着较低坡度，并服从屋面形状（来源：BMC Solar 公司）



图 14-24　完整系统以最有效的方式充分发挥了有效屋顶空间的优势。光滑的全黑光伏组件以及低坡度支架更具有美观性（来源：BMC Solar 公司）

14.5.2　经济性

系统总成本是 49968 美元，在项目完成之前，系统业主收到了加利福尼亚州太阳能先导计划（CSI）支持的 4680 美元资金抵减，使系统净成本为 45288 美元。业主在系统净成本的基础上收到了 30% 的联邦税收信用额度，等于 13586 美元。按照这些财政激励政策，系统净成本是 31702 美元，约是 63% 的初投资成本。回收

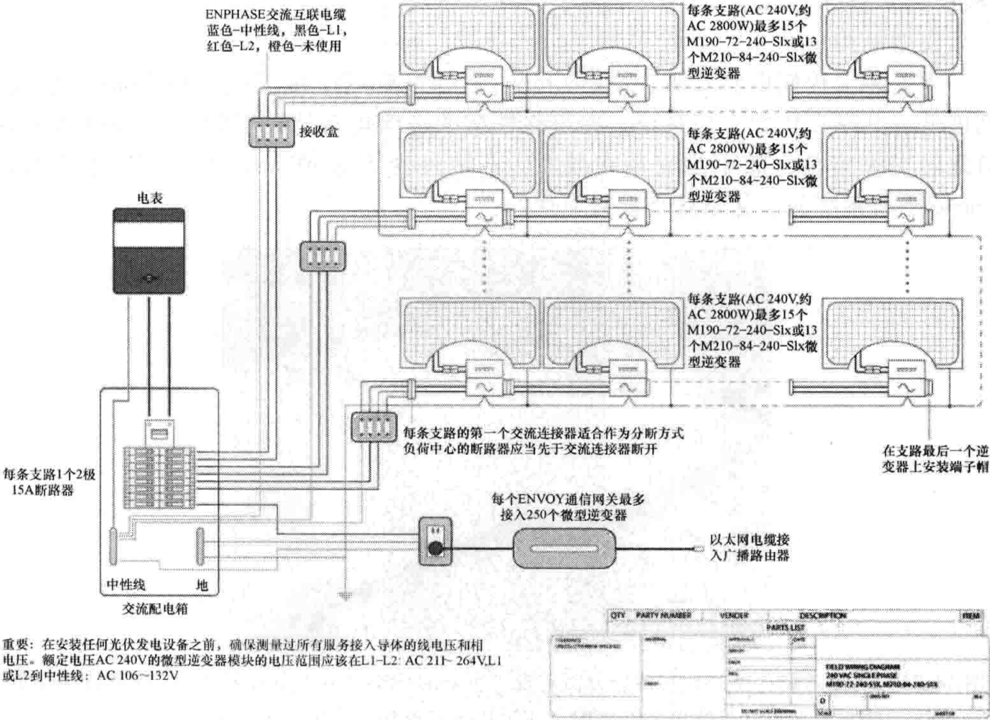


图 14-25 由 BMC Solar 公司所安装系统的线路图

期估计在 8 ~ 10 年。

14.6 案例 F

参考：居民住宅屋顶系统

地点：澳大利亚新南威尔士州卡姆诺克，北纬 -33°或南纬 33°

年均太阳辐射量：水平面上年均太阳辐射量为 5.11PSH/天，约为 1850kWh/m^2/年

白天组件平均温度范围：0 ~ 70℃

14.6.1 系统

这是一个安装在澳大利亚农村建筑物上的 9.84kWp 系统。系统使用了 2 台 Aurora Powerone PVI-500 户外型逆变器，每台逆变器连接 24 块组件（总计 48 块组件）。每台逆变器包含两个最大功率点跟踪器。系统使用了一块数字式电表，位置距离阵列和逆变器较远（这在大型农村建筑上很常见，开关柜/配电柜和电表位于前门，这与系统有一定距离），需要 65m 的地下电缆。



图 14-26 系统包括地下电缆，使用了 $16mm^2$ 的 SDI 电缆（来源：Green Solar 集团公司）



图 14-27 数字式电表（来源：Green Solar 集团公司）

光伏阵列

2 个完全相同的 4.92kWp 光伏阵列连接到 2 台单独的逆变器。每个光伏阵列由 24×205Wp 多晶硅 Suntech 组件组成，2 串组件并联，每串 12 块组件。

支架结构

组件采用对峙方式安装。幸运的是，屋面朝北，倾角 30°，对于光伏阵列非常理想。然而，还是会受到一定遮挡（约 5%）。

14.6.2 经济性

系统资金成本是 66075 澳元，包括 325 澳元的地下电缆成本。该系统收到了澳大利亚政府太阳能信用额度政策补贴 13120 澳元，因此系统净成本是 52925 澳元。该系统也是新南威尔士州政府的总电能上网电价的合格系统，按 0.60 澳元/kWh 支付，预期每年从 FiT 收到 8560 澳元。该系统预期在 6~7 年内收回成本，估计每年节省 16120kg CO_2。

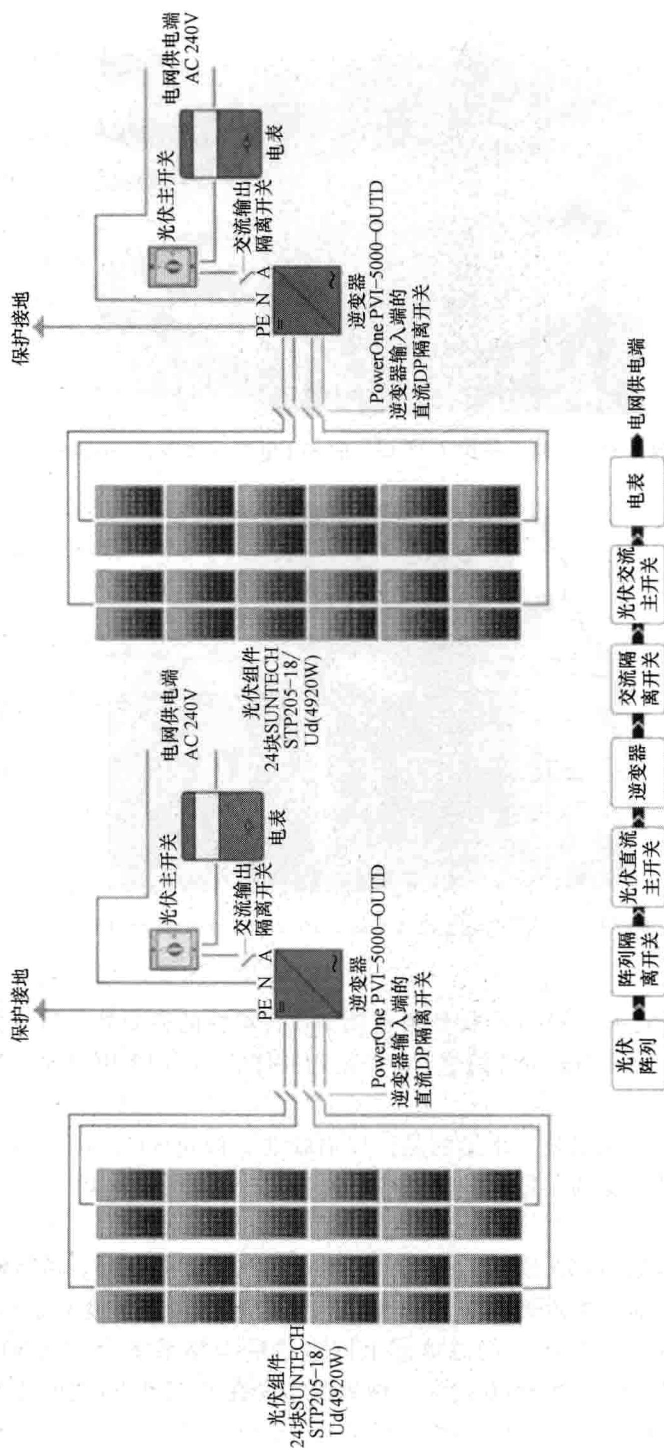


图 14-28　光伏系统原理图，显示了由 Green Solar 集团公司安装的两个单独的阵列

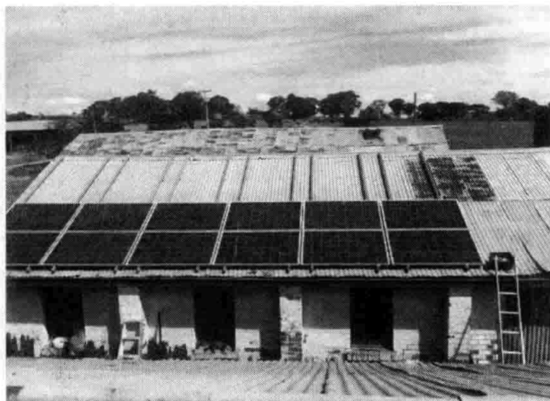


图 14-29　在这张照片中，可清楚地看到组成这个支架结构的金属导轨（来源：Green Solar 集团公司）

14.7　案例 G

参考：斯坦顿房屋

地点：英国肯特郡彭伯里，北纬 51°

年均太阳辐射量：在倾角 30°朝南平面上约为 1150kWh/m^2/年，在水平面上的年均太阳辐射量约是 1000kWh/m^2/年

白天组件平均温度范围：0～50℃

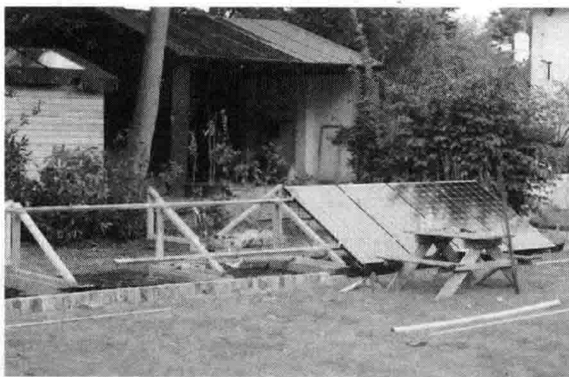


图 14-30　光伏阵列在业主花园里的地面安装（来源：Paul Barwell）

14.7.1　系统

这是一个安装在英国大型住宅建筑物上的 5.04kWp 系统。该房屋具有一个朝东/朝西的屋顶，因此安装人员（也可以是系统业主）决定在地面上安装组件，这意味着组件朝向正南、倾角 30°。美观性对系统业主很重要，因此组件安装在花园

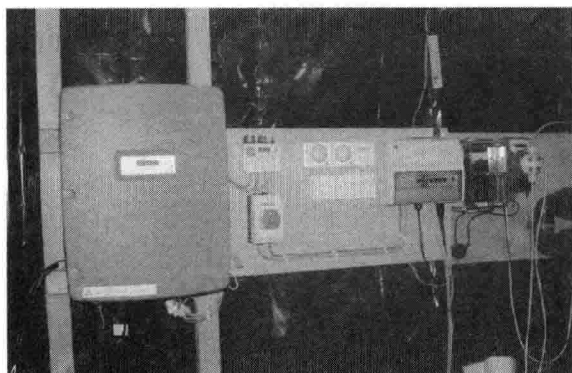


图 14-31 逆变器位于光伏阵列背后形成的棚架里；逆变器连接到发电表，用于测量光伏阵列输出功率，然后接入可闭锁的双极性隔离开关，再直接接入棚架里配电箱上的微型断路器之一（来源：Paul Barwell）

的边缘，并已经过美化处理，不会从房屋里或公路上看到。组件连接到 SMA 微型集中逆变器，它位于阵列背后形成的棚子里。系统还包括一个 SMA Sunny Beam 显示器和无线监控系统。

光伏阵列

阵列有 24 块 Sanyo 具有本征薄层的异质结（HIT）组件（见第 3 章），选择这种组件的原因是系统业主重视可靠性超过了费用，并且 Sanyo 公司拥有极好的口碑。阵列安装成两排，每排有 12 块组件；然而，从电气上来说，阵列连接成 3 串组件，每串 8 块组件。每个组件串包括前排的 4 块组件和后排的 4 块组件。SMA 网站（www. sma. de）可用于配置阵列容量和匹配逆变器。光伏阵列偶尔受到遮挡；在冬季中期，前排组件会遮挡后排组件；在初夏和晚夏，周围树木会在每天早上和晚上遮挡光伏阵列。在夏天（5 月份），阵列通常每天能发电约 34kWh/天；但是在冬天，阵列输出下降到夏季的 10% 左右。

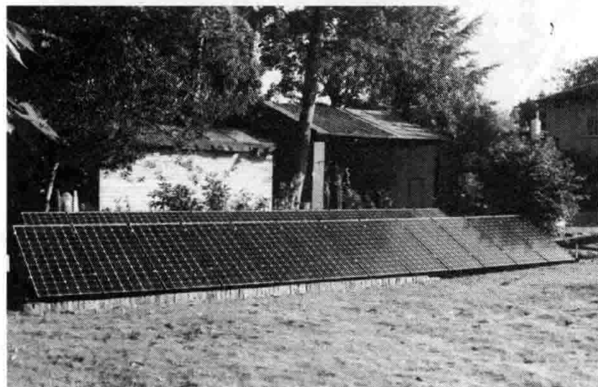


图 14-32 光伏阵列被树木环绕，偶尔受到遮挡（来源：Paul Barwell）

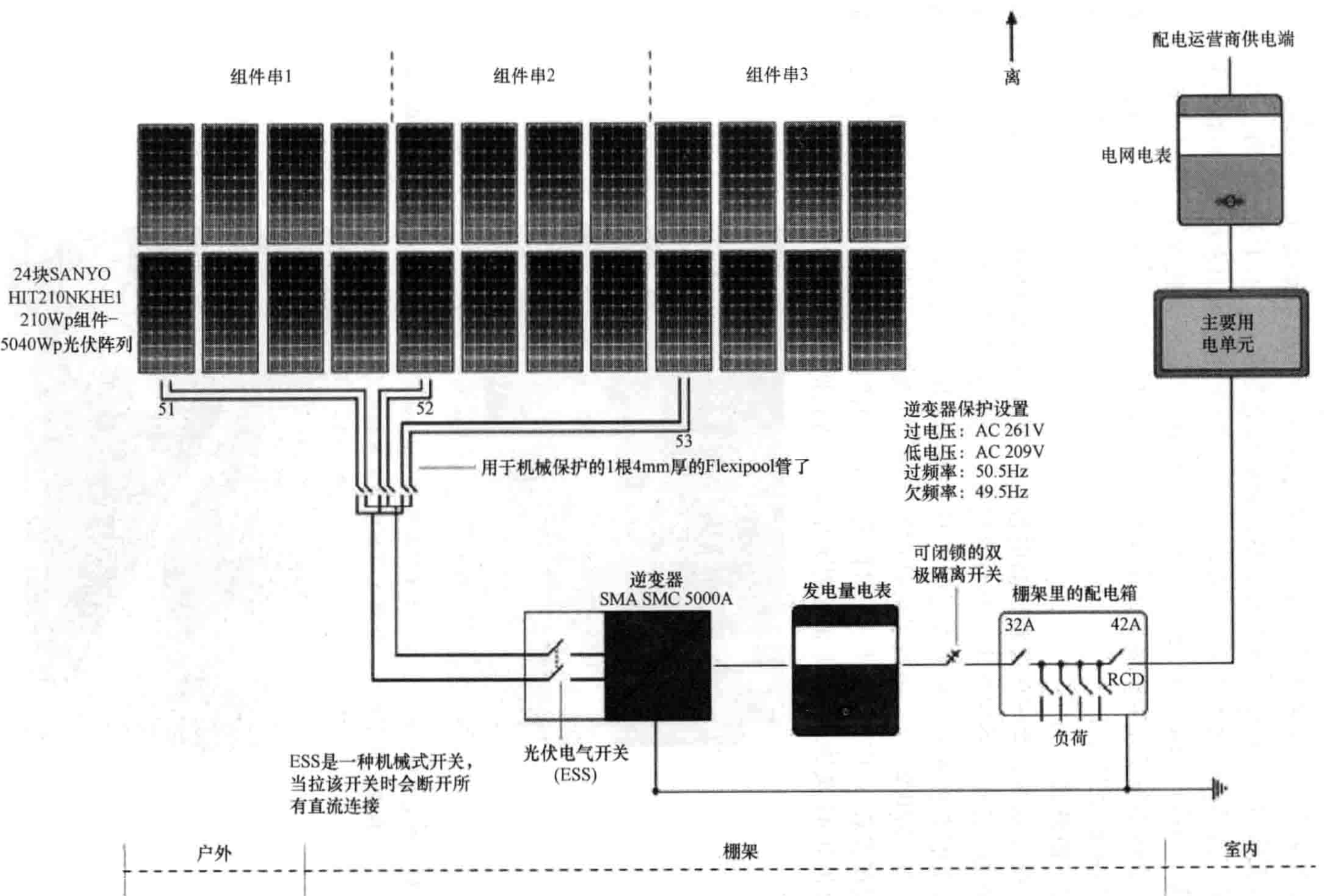


图 14-33 Paul Barwell 所安装光伏阵列的框图

支架结构

组件采用地面安装方式；安装人员使用 16 块经防腐预处理（Tanalised®）的橡木铁道枕木作为基础，放置在平整地面的防草薄板上，出于美观原因，再铺上一层砂砾。选择铁道枕木的原因是其耐久性；防腐压力注入型木材预计可持续使用至少 25 年。16 套 Tanalised® A 字型木质框架用螺栓固定在枕木上。两个 Unistrut 型热浸镀锌钢制条带分别连接在 A 字型框架的顶部和底部，组件使用 Conergy 夹具固定在 Unistrut 型条带上。

14.7.2 经济性

系统总成本是 20900 英镑，其中包括光伏组件成本 15700 英镑和逆变器成本 2200 英镑。系统向电网送电，并且系统业主的电力公司（Ecotricity 有限公司）按总电能上网电价政策支付所发电能 0.16 英镑/kWh。在系统运行的第一年里，光伏系统发电 4200kW·h，相当于获利 672 英镑。回收期估计是 17 年；然而，如果系统在现在安装（2011 年 1 月），将按英国政府的清洁能源现金回馈计划支付总电能上网电价 0.41 英镑/kWh（如案例研究 B），回收期将减少到约 7 年。

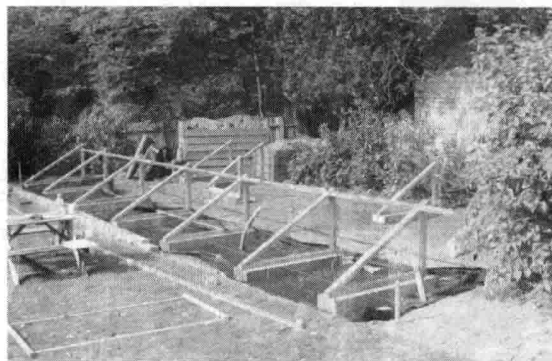


图 14-34　支架结构的建设，A 字型木质框架和 Unistrut 型条带（沿着顶部）。另一根 Unistrut 型条带在草地上，沿着 A 字型框架的底部固定（来源：Paul Barwell）



图 14-35　支架结构的侧视图（来源：Paul Barwell）

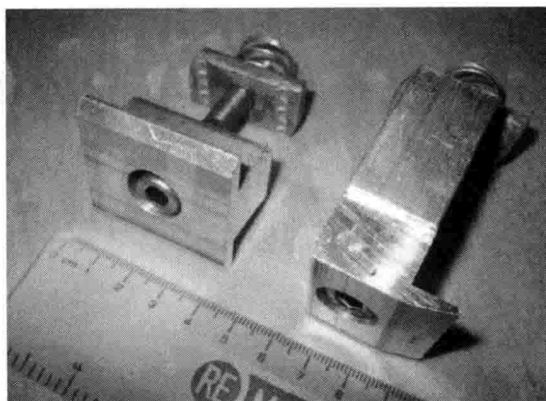


图 14-36　使用 Conergy 夹具把组件固定在 Unistrut 型条带上（来源：Paul Barwell）



图 14-37　光伏阵列很好地隐藏在花园里，不会影响这幢漂亮建筑的外观（来源：Paul Barwell）

第 15 章　并网光伏系统和太阳能资源

15.1　光伏和可再生能源新闻

- Home Power Magazine

在美国发行的双月刊杂志，提供安装工程实践方面的信息，目标读者包括初学者到专业人员的各种水平读者。www. homepower. com。

- Sun and Wind Energy Magazine

该杂志包括在可再生能源领域当前进展的很多一般性信息。www. sunwindenergy. com。

- PVTECH

这是一个企业主办的网站，特点是包含光伏技术最新进展方面的许多热点文章。www. pv-tech. org。

- Semiconductor Today

网站特点是包括光伏在内的电子产业的最新进展新闻。www. semiconductor-today. com。

- Greentech Media

网站特点是包括光伏在内的当前及新兴绿色技术的新闻和研讨。www. greentechmedia. com。

- Renewable Energy World

聚焦大量可再生能源相关主题的一本杂志，包括产业内的公司和产品信息、工作广告、博客、全球研发进展的播客和新闻。下面网址提供 PDF 版或打印功能。www. renewableennergyworld. com。

- PV Magazine

国际光伏协会的月度商业刊物，提供独立的、技术相关的报告，聚焦最新的光伏新闻、技术潮流主题和世界市场发展。www. pv-magazine. com。

15.2　光伏技术的深入阅读资料

- 埋入式接触太阳电池

埋入式接触太阳电池由新南威尔士大学（澳大利亚）开发，深入信息见网址：www. pv. unsw. edu. au/info-about/research-5。

• 美国国家可再生能源实验室（NREL）

NREL 是美国可再生能源和能效研究开发方面的主要实验室。网站提供了当前及新兴可再生能源技术的信息。网站目标读者很广泛，对任何感兴趣的读者均是一个杰出的网站。www. nrel. gov。

• 美国能源效率和可再生能源部

对那些寻找可再生能源和能源效率措施（如低能耗建筑设计）方面基本信息的人来说，这是一个杰出的资源。网站还包括可再生能源方面的政府政策和激励等信息。www. eere. energy. gov。

本书在表 15-2 中仅列出了 Earthscan 出版社关于太阳能主题的一些出版物。在本书写作过程中，它们提供了无价的研究材料。

表 15-1 新型光伏技术的资源

技　　术	网　　站
染料敏化太阳电池	Dyesol（厂商）：www. dyesol. com
银电池	Transform Solar（厂商）：www. transformsolar. com/tech_siler. php 澳大利亚国立大学（科研机构）：http://cses. anu. edu. au/docs/Silvers. pdf
HIT 光伏电池	Sanyo（厂商）：http://Solar. sanyo. com/hit. html
Ⅲ-Ⅴ半导体	Spectrolab（厂商）：www. spectrolab. com Emcore（厂商）：www. emcore. com

表 15-2 Earthscan 公司的出版物

标　　题	描　　述
Photovoltaics for Professionals	目标读者是光伏行业的专业人员（电气工程师、建筑师、建筑设计师和工程师），本书深入介绍了设计和安装过程，主要包括并网光伏系统
Applied Photovoltaics	对从事光伏领域工作的工程师来说，是一本重要的参考材料。该书内容涵盖半导体和 pn 结、电池特性和组件制造、独立光伏系统、并网光伏系统、光伏水泵系统元件和设计
Planning and Installing Photovoltaic Systems	一本关于并网光伏系统各个方面的、全面的指导书，本书对于从事光伏领域工作的安装人员、建筑师和工程师均是一部无价之宝
Solar Domestic Water Heating（Expert Series）	一部全面的、易学易懂的指导书，介绍了太阳能家用热水系统的方方面面，包括其运行和安装
Stand-alone Solar Electric Systems（Expert Series）	关于独立光伏系统的设计和安装的一部实践指导书，目标读者包括电气工程师和设计师、开发工人和 DIY 发烧友

15.3 主要英语国家的光伏资源

国际

• 国际太阳能学会：www. ises. org
• 可再生能源和能效合作计划：www. reeep. org

澳大利亚

• 澳大利亚光伏协会：www. apva. org. au
• 澳大利亚太阳能学会：www. auses. org. au
• 清洁能源理事会（澳大利亚）：www. cleanenergycouncil. org. au
• 气候变化和能效部：www. climatechange. gov. au
• 全球可持续能源解决方案（GSES），培训提供者：www. gses. com. au

加拿大

• 加拿大太阳能产业协会：www. cansia. ca

冰岛共和国

• 通信、能源和自然资源部：www. dcenr. gov. ie/Energy/Sustainable + and + Renewable + Energy + Division

南非

• 南非国家能源调度组织：www. nersa. org. za
• 南非可持续能源学会：www. sessa. org. za

英国

• 替代技术中心（威尔士），培训提供者：www. cat. org. uk
• 能源与气候变化部：www. decc. gov. uk
• 绿龙能源，培训提供者：www. greendragonenergy. co. uk
• 英国太阳能学会：www. uk-ises. org

美国

• 美国太阳能学会：www. ases. org
• 承包商执照参考网站：http：//contractors-license. org
• 美国建筑官员和规范管理者理事会：www. bocai. org
• 可再生能源和能效的联邦州激励政策数据库，包括联邦、州、地方和公共事业机构对可再生能源激励政策的信息：www. dsireusa. org
• 佛罗里达州太阳能理事会：www. fsec. ucf. edu/en
• 伊利诺伊州太阳能协会：www. illinoissolar. org
• 州际可再生能源理事会（IREC）：www. irecusa. org
• 中西部可再生能源协会，培训提供者：www. the-mrea. org
• 北美洲认证能源从业者联合会（NABCEP）：www. nabcep. org
• 俄勒冈州太阳能协会：www. oseia. org
• 太阳能国际，培训提供者：www. solarenergy. org
• 太阳能生活研究所，培训提供者：www. solarliving. org

15.4　光伏组件和系统元件的标准及认证机构

- 保险商实验室（UL）：http：//ul. com/global/eng/pages/offerings/ industries/energy/renewable/photovoltaics
- TÜV：www. tuv-pv-cert. de/en/certificates-of-pv-modules. html
- 光伏资源：www. pvresources. com/en/standards. php
- 欧洲太阳能测试机构（ESTI）：http：//re. jnc. eu. europa. en/esti/index_ en. htm
- 国际电工委员会（IEC）：www. iec. ch/renewables/standardization. htm
- 太阳能标定和认证公司：www. solar-rating. org

15.5　安装规范和导则

国际电工委员会（IEC）标准

- IEC 61215 野外用晶体硅光伏（PV）组件：设计质量和类型许可
- IEC 61345 光伏组件紫外线测试
- IEC 61646 野外用薄膜光伏（PV）组件：设计质量和类型许可
- IEC 61701 光伏组件盐雾腐蚀测试
- IEC 61730-1 光伏组件安全性质量　第一部分：建设要求
- IEC 61730-2 光伏组件安全性质量　第二部分：测试要求
- IEC 61829 晶体硅光伏阵列：I-V 特性的现场测试
- IEC 62108 聚光光伏（CPV）组件和装配：设计质量和类型许可
- IEC 62446 并网光伏系统：系统归档、调试和检查的最低要求

澳大利亚和新西兰

- 澳大利亚和新西兰标准 4777：能源系统经逆变器并网接入
- 澳大利亚和新西兰标准 5033：光伏阵列的安装
- 《并网光伏系统设计和安装》，澳大利亚第 7 版，Stapleton G.，Garrett S.，Neill S. 和 McLean B.（2010），Global Sustainable Energy Solutions，悉尼

新加坡

- 电气工程实践规范，CP 5：1998—电气安装
- 新加坡标准 555：2010—防雷保护的实践规范
- 新加坡标准 371：1998—不间断供电的规范

英国

- 英国工程标准委员会：www. bsigroup. com
- 英国标准 BS 476：建筑材料和结构的防火测试
- 英国标准 BS 3535：用于工业和住宅的隔离变压器安全规范

• 英国标准 BS 3858：用于电缆电线的捆绑物和套筒规范

• 英国标准 BS 7671：电气安装要求，IEE 布线规则

• 英国标准 BS 60947：低压开关和控制装置的规范

• 工程推荐 G83/1（2003）：小型嵌入式发电（每相不超过 16A）和公共低压配电网并网接入的推荐

• IEE 导则第 7 条对英国标准 BS 7671：特殊地点，第 12 节太阳能光伏供电系统

• 建筑光伏系统：光伏系统安装导则第 2 版，英国企业部，DTI/Pub URN 02/788。www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/rpts/Guide_to_the_installation_of_PV_systems_2nd_Edition.pdf

美国

• 光伏系统设计和安装导则，比尔·布鲁克斯，加利福尼亚州能源委员会咨询报告 500-01-020，2001 年 6 月。www.energy.ca.gov/reports/2001-09-04_500-01-020.PDF

• 并网接入：分布式发电互联问题导则，州际可再生能源理事会（IREC）。irecusa.org/fileadmin/user_upload/ConnectDocs/Connecting_to_the_Grid_Guide_6th_edition-1.pdf

• 北美洲认证能源从业者联合会（NABCEP），太阳能光伏参考。www.nabcep.org/resources

• 光伏规范和标准网站，约翰·威尔斯，Southwest Technology Development 公司。www.nmsu.edu/~tdi/Photovoltaics/Codes-Stds/Codes-Stds.html

• 2011 年国家电气规范

15.6 风载荷规范和导则

国际

• 国际标准草案（优先采用地方标准）：ISO/DIS 4354—2007

• EN 1991-Part 1-4：2009，Eurocode 1：结构上的作用力：Part 1-4：风作用力

澳大利亚和新西兰

• 澳大利亚和新西兰标准 1170.2：风载荷

新加坡

• 新加坡标准 EN 1991-1-4：2009 的新加坡国家附录

南非

• 南非国家标准 10160：建筑物和工业结构的结构设计及作用力基础

英国

• BRE：文摘 489 屋顶光伏系统的风载荷

• BRE：文摘 495 屋顶集成光伏系统的机械安装工程

• 英国标准 BS 6399：建筑物载荷——实践规范

美国

• 美国土木工程师学会（ASCE）标准 7-05：建筑物和其他结构的最小设计载荷

15.7　太阳能资源数据和仿真软件

• PVGIS：欧盟联合研究中心提供欧洲和非洲的气象数据以及在线仿真工具。http：//re. jrc. ec. europa. eu/pvgis

• PV * SOL：光伏系统产业常用的设计和容量配置软件，PV * SOL 的演示版可免费下载。www. valentin. de

• PVsyst：这款软件可用于并网光伏系统和独立光伏系统的设计及仿真，对系统容量配置极其有用（见第 9 章），演示版可免费下载。www. pvsyst. com

• NASA 地表气象和太阳能数据集，所有站点的太阳辐射数据（水平面）。http：//eosweb. larc. nasa. gov/sse

• 平面收集器和聚光收集器的太阳辐射数据手册，美国国家可再生能源实验室（NREL）。rredc. nrel. gov/solar/pubs/redbook

• Sunny Design：使用 SMA 逆变器的容量配置软件，免费下载。www. sma. de

第16章　名词术语

AC（电气）：交流电流。按频率间隔发生流向变化的电流。主电网电力均是交流电。在欧洲，基波电流方向每秒钟变化100次（频率50Hz），而在澳大利亚和美国，每秒钟变化120次（频率60Hz）。

大气质量（Air mass）：大气质量与太阳辐射必须在大气层中穿行的距离有关。大气质量为1，意味着太阳位于正空，必须穿行厚度为1的大气层，才能到达地球表面上。对于给定地点，该值全天均在变化，可使用三角函数和太阳高度角计算。

反射率：在给定地点，太阳辐射被地球表面反射回去的数量。

太阳高度角：在给定时间，太阳在天空中位置和水平面的夹角。

环境温度：周围环境温度。

安培（A）：电流的度量单位。

非晶（硅）：一种非晶体元素。非晶固体在其分子组成上缺乏秩序和结构。玻璃是一种典型的非晶固体。非晶硅也是如此，它用在一些薄膜太阳电池中。

方位角：是指南针上正北方和太阳位置之间的夹角。纬度角从真北方向沿着水平面（地面）顺时针测量。

系统平衡部件：指光伏系统中除了光伏组件和逆变器以外的部件。平衡部件包括支架结构、电缆、断路器/隔离装置、组件接线盒、光伏汇流箱、接地装置和电表。

旁路二极管：只能从一个方向通过电流的固态电气元件，允许电流通过受遮挡的、或受损的电池，从而不影响其他电池的输出。

断路器：当发生电气故障时，能够自动切断电流的一种器件。该器件通常包括熄灭电弧的技术（如果形成电弧）。

聚光太阳能发电（CSP）：这是一种大规模太阳能热利用技术形式，通过使用镜子聚集太阳光线从而产生电力。在大多数情况下，太阳光线被用来加热水和生产蒸汽，再驱动汽轮机发电。

电流（I）：环绕电路的电子流。传统上电流从正极流向负极。电流的SI单位是安培（A）。

DC（电气）：直流电流。不仅幅值不会周期性变化，而且流向稳定在一个方向的电流。光伏电池输出直流电。

落叶木：指在冬天里会产生落叶的树木。

直射辐射：从太阳直接到达地球表面的太阳辐射。

散射辐射：在太阳辐射到达地球表面之前，被大气层的云、气体驱散或吸收、

然后再释放出来的太阳辐射。

染料敏化太阳电池：使用有色染料和二氧化钛来发电的新兴技术。

效率—光伏电池：输出功率（电）和输入功率（太阳辐射）比值的度量单位，效率通常用来比较光伏电池。

电磁辐射（EMR）：通过空间传播的能量，例如微波。阳光是电磁辐射的一个典型案例。

熔断器：在发生短路或过电流情况下，通过切断供电来保护电气系统不受损害的一种器件。

并网系统：直接向电网输出功率的光伏系统。在典型情况下，并网光伏系统没有储能（即蓄电池）。

硅锭：高纯硅块，用于切割出光伏电池。硅锭可以是多晶硅或单晶硅，取决于铸造方法。

曝辐量：全天入射到表面上的太阳辐射总量，用太阳峰时数（PSH）或 kWh/m^2/天来度量。

逆变器：把直流电转换成交流电的设备，逆变器是并网光伏系统的关键元件。

辐照度：在任一时刻，太阳辐射入射到表面上的数量，用 W/m^2 或 kW/m^2 来度量。

辐射量：单位面积上在一段给定时间上接收到的太阳能总量，例如一天、一月或一年。辐射量的度量单位是 Wh/m^2/时间段。对于一个现场，通常给出年辐射量，用 kWh/m^2/年度量。术语“曝辐量”指一天测得的辐射量。辐射量是一个累积测量单位，而不是瞬时测量单位；是辐照度在一段时间上的总和。

I-V 曲线：用于绘制光伏电池输出特性的一条曲线。该曲线显示了电压和电流的关系，可用于确定输出功率和效率。

kWh：千瓦时，能量的常用度量单位。

负荷：指在任意给定时间所消耗的功率数量和/或耗电设备。

低电压（LV）：IEC 定义低电压是交流电压 50 ~ 1000V，或无纹波直流 120 ~ 1500V。见伏特（V）。

磁偏角/变化：地理上的真北和磁北（如指南针上）之间的差值，该值随地点会明显变化。

最大功率点（MPP）：在 *I-V* 曲线上能够从光伏组件提取出最大功率点。

最大功率点跟踪器（MPPT）：可修正光伏阵列的负荷，使系统工作在最大功率点的设备。

单晶硅（Monocrystalline）：指由单晶体制成的硅片。典型技术是从硅晶种中制造出单晶硅，把硅晶种放置在熔融硅的坩埚里，一边旋转一边缓慢拉出。

多晶硅（Multicrystalline）：也称为 Polycrystalline。多晶硅光伏电池由多种晶体组成的硅片制成。典型技术通过铸造熔融硅块方法制成，这会形成很多小硅晶体。

电池额定工作温度（NOCT）：光伏组件工作在下列条件下的温度：太阳辐照度 $800W/m^2$，环境温度20℃和风速1m/s。

核聚变：太阳内部发生的反应，原子结合或融合成一个不同元素的原子，例如两个氢原子结合形成一个氦原子。

离网光伏系统：也称为独立光伏系统。离网系统不接入主电网，典型情况下需要在蓄电池里储存电力后续使用。

欧姆（Ω）：电阻的SI单位。

开路电压（V_{oc}）：在太阳光线直射下，并且当没有电流流过时的光伏电池或组件两端电压，即光伏电池可产生的最大电压。生产厂商数据手册给出了 V_{oc}，并且计量单位是伏特（V）。

被动式太阳能设计：指高效利用太阳能的建筑设计方法，典型情况是增加热利用舒适度，减少制热和制冷负载。

峰功率：光伏电池、组件或阵列在标准测试条件下预计可发出的最大功率数量。典型的峰功率单位是峰瓦（Wp）、峰千瓦（kWp）或峰兆瓦（MWp）。

太阳峰时数（PSH）：曝辐量或日辐射量的常见测量单位。一天的PSH是在 $1000W/m^2$ 额定条件下输出功率的小时数。因此，它给出了全天总电能的等效电能，即它是日辐射量 Wh/m^2/天除以1000。

光电效应：一种元素吸收电磁辐射后会发出电子的过程。见电磁辐射。

光合作用：阳光、二氧化碳和水转变为碳水化合物的过程。光合作用是植物生存的途径。

光伏（PV）：指从阳光直接产生电力的器件。

光伏阵列：光伏组件从物理上和电气上连接形成阵列。

光伏电池：当阳光入射表面时可产生电流的单个半导体器件，也称为太阳电池。

光伏组件：光伏电池从物理上和电气上连接成组件。在典型情况下用一个边框把光伏电池夹持在一起，并用保护性材料封装（通常是玻璃）。

多晶硅（Polycrystalline）：见多晶硅（Multicrystalline）。

电势差（电气）：两点之间电势能之差。如果用导线连接两点，会有电流流过。电势差的SI单位是伏特（V）。

电阻：材料阻止电流流过能力的度量单位。电阻的SI单位是欧姆（Ω）。

半导体：制造光伏电池以及许多电气元件的一类材料。半导体具有绝缘体和导体两者的属性，硅和锗均是例子。

短路电流（I_{sc}）：在短路条件（即当没有负荷或电阻时）下流过光伏电池的电流。这是光伏电池可输出的最大电流，用安培（A）计量。

硅：常用于制备光伏电池的一种半导体材料。

太阳聚光器：增加太阳电池上接收光线密度的一种设备，典型情况下为透镜或

反光镜。聚光器可通过增加电池上入射的太阳能数量来提高光伏电池的输出功率。

太阳常数：太阳辐射到达地球大气层的太阳辐照度峰值（1367W/m^2）。

太阳能发电系统：把太阳能转变为电能的系统。光伏系统是这类系统的主要技术。

太阳能热利用技术：捕获太阳热能的系统，例如太阳能热水器或太阳能聚光发电。

独立光伏系统：见离网光伏系统。

标准测试条件（STC）：光伏电池测试所特定的一系列标准条件，从而可比对光伏电池。这些条件包括太阳辐照度 1000W/m^2、大气质量 1.5 和电池温度 25℃。

SI 单位：国际单位制的缩写，是用于简化工程计算的一系列单位。这包括瓦特、焦耳、米以及本书中使用的大部分单位。

热质量：建筑物阻止外部温度波动的能力。高热质量的材料可描述为缓慢吸收和释放热能的材料，例如混凝土。低热质量的材料是吸收和释放热能均很快的材料，例如纸。

薄膜太阳电池：从适合大面积沉积的材料制备而来的太阳电池。由于半导体材料层比常规单晶硅、多晶硅太阳电池要明显薄得多，因此称为“薄膜”。

跟踪系统：一种支架系统，包含有可改变光伏阵列朝向轴和/或倾角轴的机械装置，从而优化光伏阵列对太阳的暴露度，捕获更多太阳辐射。

伏特（V）：电压或电势差的计量单位。见电势差（电气）。

电压降：主要由于电缆电阻产生的电压损失（进而产生功率损失）。

瓦特（W）：功率的 SI 度量单位。常用于光伏系统的单位，如千瓦（kW）等于 1000W，或兆瓦（MW）等于 1000000W。

瓦时（Wh）：电能度量单位。某种电器使用 1W 功率 1h，将会使用 1Wh 电能。同一种电器工作 6min，使用 0.1Wh。千瓦时（kWh）等于 1000Wh，也很常用。

峰瓦（Wp）：光伏电池在最佳条件下的输出，通常在标准测试条件下。峰千瓦（kWp）常用于描述光伏阵列的输出。见标准测试条件（STC）。

国际视野　科技前沿

国际电气工程先进技术译丛

传播国际最新技术成果　搭建电气工程技术平台



上架指导　工业技术／电气工程／太阳能

ISBN 978-7-111-46067-1

定价：58.00元